

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL Y NUMÉRICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES FLOTANTES EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS MONOFACIALES Y TERRESTRES

MANUELA VEGA ORREGO

Trabajo de grado para optar al título de ingeniera mecánica

Director

**Mario Alejandro Sánchez Posada
Magíster en Ingeniería con Énfasis en Energía**

Asesor

**Andrés Felipe Cuervo Díaz
Magíster en Ingeniería**



**UNIVERSIDAD EIA
INGENIERÍA MECÁNICA
ENVIGADO
2019**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
1. PRELIMINARES.....	12
1.1 Planteamiento del problema	12
1.2 Objetivos del proyecto	13
1.2.1 Objetivo General.....	13
1.2.2 Objetivos Específicos	13
1.3 Marco de referencia.....	13
1.3.1 Energía solar fotovoltaica	13
1.3.2 Mecanismos de transferencia de calor y masa	18
1.3.3 Dinámica de fluidos computacional (CFD)	21
1.3.4 Antecedentes.....	31
2. METODOLOGÍA.....	35
2.1 Experimentación.....	35
2.1.1 Definición de equipos	35
2.1.2 Definición de casos.....	35
2.1.3 Construcción de la estructura	37
2.1.4 Conexión eléctrica	43
2.1.5 Mediciones	46
2.2 Simulación	48
2.2.1 Geometría	48
2.2.2 Mallado.....	50
2.2.3 Setup.....	54

3.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	60
3.1	Experimentación	60
3.2	Simulación	64
3.2.1	Validación.....	64
3.2.2	Análisis de sensibilidad de parámetros a partir de las simulaciones	65
3.2.3	Contribución	69
4.	CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES.....	70
	REFERENCIAS	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rangos promedio de albedo para superficies naturales (Dobos, 2015).....	14
Tabla 2. Parámetros eléctricos (Méndez & Cuervo, s.f.)	15
Tabla 3. Fuerzas que actúan sobre una partícula de fluido.....	26
Tabla 4. Ecuaciones de transporte en forma diferencial.....	28
Tabla 5. Fórmulas para calcular parámetros de instalación (Sun et al., 2018)	36
Tabla 6. Resultados: Cálculos de los parámetros de instalación.....	36
Tabla 7. Casos de la experimentación	37
Tabla 8. Materiales para las estructuras	38
Tabla 9. Materiales para la conexión eléctrica	43
Tabla 10. Variables medidas.....	47
Tabla 11. Tipos de geometrías utilizadas en la simulación.....	48
Tabla 12. Efecto de la reducción del dominio.....	49
Tabla 13. Dominios para la simulación	49
Tabla 14. Estadísticas y calidad de malla	52
Tabla 15. Parámetros de entrada	55
Tabla 16. Condiciones de frontera	57
Tabla 17. Criterio de convergencia	58
Tabla 18. Datos de entrada.....	58
Tabla 19. Datos de entrada para caso de comparación	59
Tabla 20. Casos promedio	61
Tabla 21. Casos atípicos	62
Tabla 22. Validación	64

Tabla 23. Comparación entre casos	66
Tabla 24. Variación en la eficiencia de montajes sobre parto y sobre agua	67

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Tipos de radiación.....	14
Figura 2. Ángulos de instalación	15
Figura 3. Sistema fotovoltaico flotante	17
Figura 4. Configuración de celda monofacial y bifacial.....	18
Figura 5. Tipos de convección (Levenspiel, 2014)	19
Figura 6. Radiación absorbida, transmitida y reflejada (Levenspiel, 2014).....	20
Figura 7. Elemento infinitesimal de fluido (Versteeg & Malalasekera, 2007)	23
Figura 8. Flujos másicos que entran y salen del elemento	24
Figura 9. Fuerzas viscosas sobre el elemento	26
Figura 10. Componentes de esfuerzos en X	26
Figura 11. Componentes del flujo de calor.....	27
Figura 12. Mapa global: recomendación de configuración para módulos FV	31
Figura 13. Dimensiones de los perfiles	38
Figura 14. Dimensiones del transportador	39
Figura 15. Soporte en C.....	39
Figura 16. Configuración de piezas soldadas	40
Figura 17. Estructura #1	40
Figura 18. Montaje real	41
Figura 19. Dimensiones de los perfiles	41
Figura 20. Pieza de 5°	42
Figura 21. Soporte en C.....	42
Figura 22. Configuración de piezas soldadas	42

Figura 23. Estructura #2	43
Figura 24. Diagrama de conexión	44
Figura 25. Caja de conexiones	44
Figura 26. Salida de los cables	45
Figura 27. Conectores MC4	45
Figura 28. Fusibles	45
Figura 29. Reostato	46
Figura 30. Conexión para medir corriente	46
Figura 31. Configuración del multímetro	47
Figura 32. Parámetros del dominio	50
Figura 33. Planos de corte	50
Figura 34. Divisiones de bordes	51
Figura 35. Mallado del dominio	51
Figura 36. Calidad de la malla: Caso 1	52
Figura 37. Calidad de malla: Caso 2	53
Figura 38. Calidad de la malla: Caso 3	53
Figura 39. Independencia de la malla	54
Figura 40. Condiciones de frontera	56
Figura 41. Resultados experimentales	64
Figura 42. Perfil de temperatura	67
Figura 43. Humedad relativa	68
Figura 44. Perfil de velocidad	68

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Ficha técnica de módulos FV.....	77
Anexo 2. Datos de la experimentación.....	78
Anexo 3. Planos de la estructura.....	

RESUMEN

La necesidad de reducir la contaminación ambiental ha impulsado el desarrollo de las energías renovables, como la energía solar fotovoltaica. Alrededor de esta se generan constantemente nuevas tecnologías para maximizar el aprovechamiento de los recursos, entre estas los módulos bifaciales y los sistemas flotantes. Este trabajo tiene por objetivo evaluar el efecto en la generación de potencia de combinar estas dos tecnologías, analizando los efectos de la refrigeración y la reflectancia del agua. Para hacerlo se llevó a cabo un experimento en la sede de Las Palmas de la Universidad EIA, en Antioquia y se desarrolló una simulación en CFD en ANSYS FLUENT. Los resultados corroboran los beneficios de cada una de las tecnologías por separado, pero no presentan la combinación de estas como una alternativa interesante para aumentar la producción de energía.

Palabras clave: módulos fotovoltaicos, bifaciales, flotantes.

ABSTRACT

The need to reduce environmental pollution has driven the development of renewable energies, such as solar photovoltaic energy. New technologies are being conceived constantly to maximize the use of resources, amongst these, bifacial modules and floating systems have emerged. This work aims to evaluate the effect on power generation of combining these two technologies, analyzing the effects of cooling and reflectance of water. To do this, an experiment was carried out at the Las Palmas headquarters of the EIA University, in Antioquia and a simulation in CFD was modelled in ANSYS FLUENT. The results confirm the benefits of each of the technologies separately, but do not present the combination of these as an interesting alternative to increase energy production.

Keywords: photovoltaic, bifacial, floatovoltaics.

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable, y resulta esencial para la lucha contra el cambio climático. Su desarrollo tecnológico es exponencial, cada vez se alcanzan mayores eficiencias y menores costos. Sin embargo, esta tecnología empieza a enfrentar barreras de espacio. Cada vez hay menos tierra disponible, por lo que se buscan alternativas de instalación y formas de maximizar su aprovechamiento. La alternativa de instalar módulos flotantes permite emplear grandes superficies de cuerpos de agua inutilizados, mientras que se mejora la eficiencia de operación gracias a la refrigeración del agua. Por otra parte, los nuevos módulos bifaciales aumentan la cantidad de radiación aprovechada absorbiendo la luz reflejada en el suelo.

El presente trabajo busca evaluar si al combinar estas dos tendencias tecnológicas se pueden obtener todos sus beneficios aumentando aún más la potencia generada. El primer capítulo detalla la relevancia del problema, presenta un contexto teórico y hace un recuento de algunos antecedentes relevantes. En el capítulo 2 se presenta la metodología y el desarrollo del trabajo que está conformado por una sección de experimentación y una de simulación en CFD. Finalmente, en los capítulos 3 y 4 se describen los resultados y se formulan las conclusiones al respecto.

1. PRELIMINARES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La matriz energética del mundo está dominada por los combustibles fósiles, que representan alrededor del 86% de la energía consumida, mientras que las energías renovables representan tan solo el 14% restante (World Energy Council, 2016). Sin embargo, tanto el carácter finito de los combustibles fósiles como sus efectos geopolíticos están provocando una transición cada vez más marcada hacia los recursos renovables. La humanidad se enfrenta ahora a un trilema energético, que tiene por objeto la seguridad de suministro, la equidad social y la mitigación del impacto ambiental (Camacho Parejo, 2013). Así, se buscan maneras de proveer la energía necesaria para el crecimiento y el desarrollo a la vez que se disminuyen las emisiones de carbono.

Las energías renovables surgen como una posible solución; su alta diversidad y disponibilidad global concurren en un inmenso potencial por aprovechar. Más aun, de todas las posibles fuentes renovables como la hídrica, geotérmica, eólica, de biomasas, entre otras, resalta la energía solar. La superioridad en la abundancia de este recurso resulta evidente, pero a este atributo lo acompaña también el exponencial desarrollo tecnológico que ha reducido drásticamente los precios y la facilidad en la instalación, mantenimiento y adaptabilidad de estos sistemas (UPME, 2015). Colombia es un país privilegiado, rico en recursos naturales. Su ubicación geográfica lo premia con abundante radiación solar todo el año y su topografía junto con la variedad de climas lo convierten en uno de los países con mayor riqueza hídrica en el mundo (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Territorial, 2010). Por lo tanto, resulta coherente que el 70% de la energía eléctrica en este país se genere a partir de hidroeléctricas (UPME, 2015). No obstante, el recurso solar apenas si es aprovechado. Esta situación se presenta como una paradoja, en especial cuando se analiza la complementariedad que existe entre estas dos fuentes de energía: el mayor problema que enfrentan los recursos hidroeléctricos se da cuando ocurren sequías. “La alta dependencia de Colombia en sus recursos hidroeléctricos pone al país en riesgo periódico de escasez y altos precios de la energía, como fue evidenciado en la crisis energética generada por el fenómeno de El Niño en los años 1992 y 1993 o más recientemente en 2009, 2010, 2013 y 2014” (UPME & Ministerio de Minas y Energía, 2015). Sin embargo, se han identificado una gran cantidad de regiones donde el recurso solar aumenta en estos períodos de escasez hídrica, donde implementar tecnología fotovoltaica ayudaría a suplir la demanda energética (Vaca Ortiz & López Villareal, 2018).

Una de las barreras más importantes que se han venido presentando para el crecimiento sostenido de la energía fotovoltaica es la falta de espacio por el elevado costo de la tierra y la necesidad de utilizarla para otras funciones (Kumar, Kanchikere, & Mallikarjun, 2018). De ahí que sea tendencia instalar sistemas fotovoltaicos flotantes en cuerpos de agua para aprovechar el espacio. La relación entre los paneles solares y el agua resulta beneficiosa en varios aspectos. El agua proporciona refrigeración a los paneles, mientras que los paneles reducen la penetración de luz solar en el agua, disminuyendo la evaporación y el crecimiento de algas (Sahu, Yadav, & Sudhakar, 2016). Así, los sistemas fotovoltaicos flotantes han cobrado importancia y cada vez son más implementados. Por otra parte,

también se está dando un desarrollo en la tecnología de paneles solares bifaciales que no solo aprovechan la radiación directa y difusa sino también el albedo (Rodríguez-Gallegos et al., 2018). Haciendo que las plantas en tierra sean más productivas, disminuyendo así la cantidad de terreno necesario. La fusión de estos dos enfoques innovadores podría causar un incremento significativo en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, resulta entonces interesante estudiar el efecto de la reflectancia y la refrigeración del agua en la potencia generada por sistemas fotovoltaicos flotantes bifaciales.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.2.1 Objetivo General

Comparar el efecto de la reflectancia y refrigeración del agua en la potencia generada por sistemas fotovoltaicos flotantes monofaciales y bifaciales en regiones ecuatoriales, respecto a sistemas fotovoltaicos convencionales.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar de forma experimental el efecto de la reflectancia y refrigeración del agua en la producción de energía de sistemas solares fotovoltaicos flotantes.
- Simular el desempeño de estos sistemas por medio de un software de dinámica de fluidos computacional (CFD).

1.3 MARCO DE REFERENCIA

1.3.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica (FV) transforma de manera directa la luz solar en electricidad (Acciona, s.f.). Esta tecnología se base en el efecto fotovoltaico, descubierto en 1839 por el físico francés Edmond Becquerel. La luz ingresa a una celda fotovoltaica e imparte suficiente energía a algunos electrones para liberarlos y producir una corriente a través del circuito (Hersch & Zweibel, 2008). Los sistemas fotovoltaicos presentan varios beneficios: requieren de poco mantenimiento debido a la falta de partes móviles, son fabricados principalmente con Silicio, el segundo elemento más abundante en la tierra y no producen gases contaminantes durante su operación. Además, la energía que producen es renovable pues el sol es su materia prima (Boyle, 2004).

El sol es la fuente energética más abundante y permanente del mundo. La cantidad de energía solar recibida por la superficie de la Tierra en un minuto es superior a la utilizada en un año por toda la población (Sen, 2008). La energía llega a la tierra en forma “de ondas electromagnéticas que se desplazan por el espacio en todas las direcciones”, a este fenómeno se le denomina radiación (Sánchez, 2008). La radiación se puede clasificar de acuerdo con la forma en que inciden los rayos en: directa, difusa y albedo. La radiación directa representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta desde el sol. La difusa

es la que sufre cambios en su dirección ocasionados por la reflexión y difusión de la atmósfera. Se llama albedo a la radiación que se refleja en el suelo u otras superficies (Perpiñan Lamigueiro, 2012).

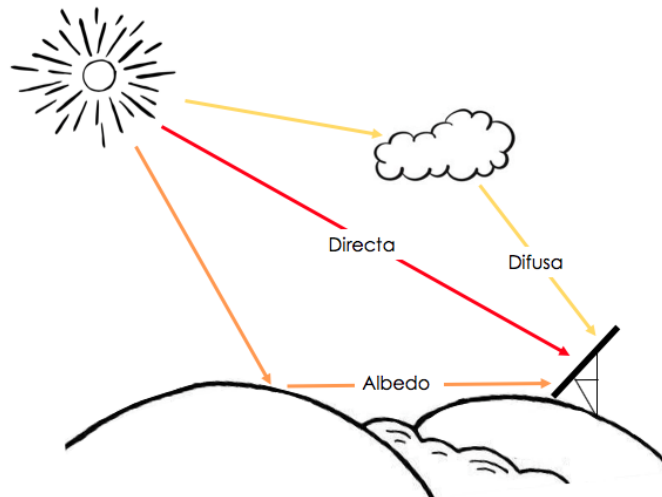


Figura 1. Tipos de radiación

La cantidad de radiación reflejada depende del albedo de la superficie y de la distribución espectral y angular de la luz incidente (Coakley, 2003). El albedo toma valores entre 0 y 1. El 0 hace referencia a un cuerpo negro, un medio teórico que absorbe toda la radiación mientras que el 1 se refiere a un reflector ideal, donde toda la luz es reflejada (Dobos, 2015). La Tabla 1 presenta valores promedio de albedo para algunas superficies.

Tabla 1. Rangos promedio de albedo para superficies naturales (Dobos, 2015)

Superficie	Albedo aproximado
Cuerpo negro	0
Bosque	0.05 – 0.2
Pastizales y cultivos	0.1 – 0.25
Suelo de tierra oscura	0.1 – 0.2
Arena	0.2 – 0.4
Albedo medio del planeta Tierra	0.36
Granito	0.3 – 0.35
Hielo glacial	0.3 – 0.4
Suelo de tierra clara	0.4 – 0.5
Nieve fresca y profunda	0.9
Agua	0.1 – 1
Superficie blanca absoluta	1

La radiación solar experimenta variaciones constantemente debido a factores atmosféricos de absorción y dispersión, a condiciones climatológicas como nubes, tormentas y niebla, y a cambios en la posición del sol (PV Education, 2019). La órbita elíptica de la tierra afecta

la cercanía al sol a lo largo de un año. Además, la inclinación del eje de la tierra varía entre 21° y 25° a medida que se mueve alrededor del sol, lo que significa que un lugar determinado se inclina hacia él durante el verano y lejos de él durante el invierno. Afectando así la cantidad de horas de luz solar por día. Finalmente, en un día la tierra hace una rotación completa sobre su eje. Durante el amanecer y el ocaso, la luz solar y los rayos de energía alcanzan la superficie en ángulo, produciendo menos energía que cuando golpean la misma área desde arriba directamente al mediodía (Kissel, 2012).

El principal objetivo al instalar un sistema FV es maximizar la producción de energía. Para lograrlo se procura que la mayor cantidad de rayos lleguen al módulo verticalmente definiendo la orientación e inclinación adecuada (ver Figura 2). En el hemisferio norte la orientación óptima es hacia el sur. Generalmente, el ángulo de inclinación es igual a la latitud geográfica del sitio (Mehleri, Zervas, Sarimveis, Palyvos, & Markatos, 2010).

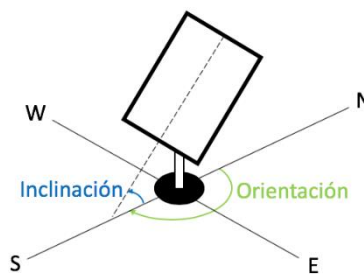


Figura 2. Ángulos de instalación

La producción de potencia dependerá también de las especificaciones técnicas del módulo. La Tabla 2 presenta los parámetros que se utilizan para caracterizar estos sistemas.

Tabla 2. Parámetros eléctricos (Méndez & Cuervo, s.f.)

Parámetro	Definición
Corriente de cortocircuito	Máxima corriente que puede entregar un panel a tensión nula ($V=0$)
Tensión nominal	Valor de voltaje al cual trabaja el panel
Tensión de circuito abierto	Máxima tensión que puede entregar un panel a corriente nula ($I=0$)
Potencia pico	Máxima potencia que puede entregar un panel. Corresponde al punto en que $I \cdot V$ se maximiza.
Corriente de máxima potencia	Corriente que entrega el panel a potencia máxima.
Tensión de máxima potencia	Tensión que entrega el panel a máxima potencia.

El desempeño del sistema FV depende además de la tecnología empleada. Aunque ya se fabrican celdas FV de diversos materiales, las más comunes son las de silicio monocristalino, policristalino y amorfo. La diferencia entre estas radica en el proceso de fabricación, que afecta la estructura cristalina resultante y por lo tanto la eficiencia de la celda (Sánchez, 2008). De las tres, las celdas monocristalinas tienen la eficiencia más alta

ya que son fabricadas con silicio purificada. Las policristalinas se fabrican utilizando silicio no tan puro, lo cual afecta la eficiencia, pero a su vez reduce los costos. Finalmente, las amorfas provienen de un proceso relativamente nuevo de fabricación que, aunque resulta en una eficiencia aún más baja, reduce también los costos. Además, los paneles resultantes son flexibles y delgados (Kissel, 2012).

La eficiencia de un módulo FV se define como la relación entre la electricidad generada y la luz solar incidente (Zaidi, 2018). Esta también se ve afectada por la temperatura de operación del módulo fotovoltaico. La eficiencia disminuye alrededor de 0.5% por cada grado que aumenta la temperatura (Machniewicz, Knera, & Heim, 2015). La ecuación 1 caracteriza la correlación de forma más precisa. Las variables de referencia se obtienen de la ficha técnica del fabricante (Dubey, Sarvaiya, & Seshadri, 2013).

$$\eta_{pv} = \eta_{Tref} [1 - \beta (T_{pv} - T_{ref})] \quad (1)$$

η_{pv} : Eficiencia de la celda FV

η_{Tref} : Eficiencia de la celda a la temperatura de referencia

β : Coeficiente de temperatura

T_{pv} : Temperatura de la celda

T_{ref} : Temperatura de referencia

Lo significativo de este efecto ha inspirado el estudio de numerosos métodos para mantener la temperatura de los módulos en niveles operativos aceptables utilizando el aire o el agua como medio refrigerante (Elminshawy et al., 2019). Este mismo beneficio se puede obtener con los sistemas FV flotantes (floatovoltaics). Al instalar los módulos sobre el agua se puede lograr un aumento en la eficiencia de más del 10% gracias al decremento en la temperatura. Adicionalmente, la sombra generada por los paneles reduce la evaporación del agua y previene el crecimiento de algas en reservorios y represas mientras permite el aprovechamiento de la tierra para otras actividades productivas (Kim, Oh, & Park, 2019). Los sistemas FV flotantes requieren de una estructura flotante y un sistema de amarre que mantenga los módulos en la misma posición (ver Figura 3) (Sahu et al., 2016).

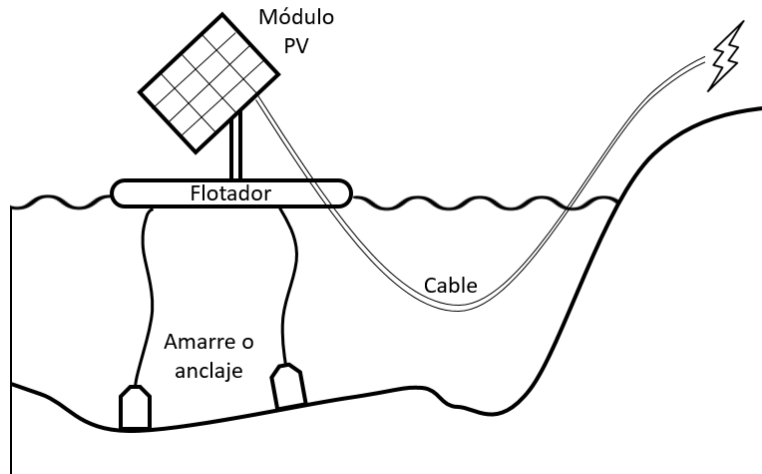


Figura 3. Sistema fotovoltaico flotante

Otra novedosa tendencia en el contexto fotovoltaico son los paneles solares bifaciales. Los módulos FV bifaciales no solo aprovechan la luz incidente en la superficie frontal sino también en la posterior (Hansen, Riley, Deline, Toor, & Stein, 2017). Las celdas solares representan casi la mitad del costo de un módulo FV. Una celda bifacial funciona por ambos lados (ver Figura 4); aumentado la cantidad de electricidad generada por una celda. Esta tecnología permite aprovechar una mayor fracción de la radiación difusa y albedo. Como la característica principal de estos sistemas es la de absorber la radiación reflejada, el albedo del entorno cobra gran relevancia. Se ha demostrado que los módulos instalados en superficies altamente reflectivas pueden llegar a producir entre 5 y 30% más de electricidad que un módulo estándar (Langels & Gannedahl, 2018). La ventaja de un módulo bifacial se cuantifica comparándolo con uno monofacial con lo que se conoce como ganancia bifacial (BG). Esta se ve afectada por factores como la reflexión del suelo, la altura de instalación, el ángulo de inclinación, el espacio entre filas, entre otros (Zhu et al., 2019). La BG se define según la ecuación 2 como:

$$BG = (Y_b - Y_m) / Y_m \quad (2)$$

BG : Ganancia bifacial

Y_b : Rendimiento energético de un módulo bifacial

Y_m : Rendimiento energético de un módulo monofacial

(Shoukry, Libal, Kopecek, Wefringhaus, & Werner, 2016a)

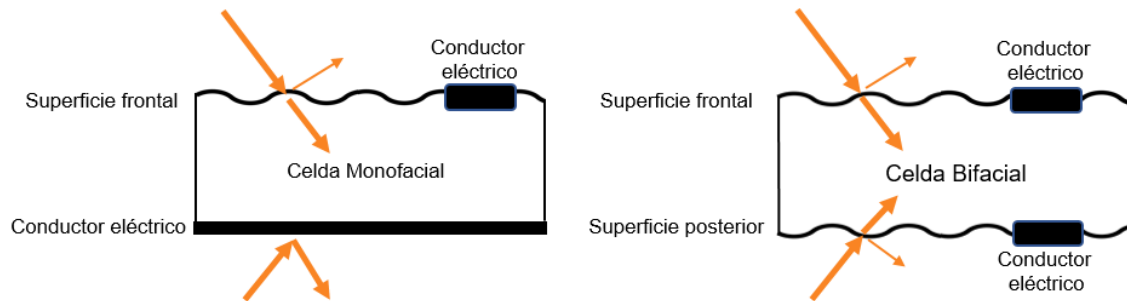


Figura 4. Configuración de celda monofacial y bifacial

1.3.2 Mecanismos de transferencia de calor y masa

Al analizar un sistema fotovoltaico se presentan los tres mecanismos de la transferencia de calor: conducción, convección y radiación. Convección entre el panel y el aire ambiente, radiación entre el panel, el sol y los alrededores y conducción al interior del panel en las diferentes capas que lo conforman.

La conducción es la transferencia de energía de las partículas más energéticas de una sustancia hacia las adyacentes, menos energéticas, como resultado de la interacción entre ellas. La convección es el modo de transferencia de calor entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacentes que están en movimiento, y comprende los efectos combinados de la conducción y del movimiento del fluido. La radiación es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones), como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. (Çengel, 2007, p.1)

La conducción se refiere a la transferencia de calor de la parte más caliente a la más fría de un cuerpo por contacto molecular directo, sin movimiento de materia. Este fenómeno puede ser estable (no varía en el tiempo) o transitorio, y puede ser significativo en una, dos o tres dimensiones. En estado estable el flujo de calor depende de las propiedades del material y el gradiente de temperaturas y está definido por la Ley de Fourier (Levenspiel, 2014).

$$q = -kA(\Delta T) \quad (3)$$

q : Tasa de transferencia de calor

k : Conductividad térmica

A : Área normal a la dirección de transferencia

ΔT : Gradiente de temperatura

La convección es la transferencia de calor de un fluido en movimiento. Cuando el fluido se calienta, este se aleja de la fuente de calor llevándose energía consigo (Johnston, 2008). Este mecanismo puede ocurrir de manera natural o forzada, con flujo laminar o turbulento como se observa en la Figura 5.

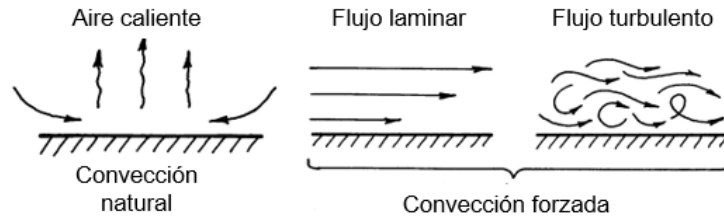


Figura 5. Tipos de convección (Levenspiel, 2014)

La ecuación que describe la convección se le atribuye a Prandtl, quien inventó el concepto de capa límite. La simplificación consiste en asumir que toda la resistencia a la transferencia de calor se concentra en esta capa de espesor δ .

$$q = -kA(\Delta T) / \delta \quad (4)$$

$$h = k / \delta \quad (5)$$

$$q = -hA(\Delta T) \quad (6)$$

δ : espesor de la capa límite

h : coeficiente de transferencia de calor

Como el valor de espesor de la capa no puede ser determinado independientemente, se combina con la conductividad térmica y resulta en el coeficiente de transferencia de calor. Los valores de h se han obtenido de forma experimental; a la misma vez, se han encontrado numerosas correlaciones entre este coeficiente y propiedades del fluido como el calor específico, la densidad y la viscosidad así como con las condiciones de flujo, como la velocidad (Levenspiel, 2014).

La radiación, a diferencia de la conducción y convección, no necesita de un medio material para ocurrir. De hecho, su tasa de transferencia de calor es la más rápida de los tres mecanismos y no se ve disminuida en el vacío. Adicionalmente, su dirección no está definida por el gradiente de temperaturas, ocurre incluso de un cuerpo con baja temperatura a uno con temperatura más alta. La radiación comprende la emisión de la energía interna de un objeto en forma de ondas electromagnéticas (Çengel, 2007). Todos los materiales emiten, absorben y transmiten radiación. A continuación, se presentan las relaciones que definen en qué cantidad lo hacen.

$$\alpha_{1 \leftarrow 2} = \frac{\text{energía absorbida por una superficie a } T_1}{\text{energía incidente de una fuente a } T_2} \quad (7)$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\text{energía emitida por una superficie a } T_1}{\text{energía emitida por un cuerpo negro a } T_1} \quad (8)$$

$$\tau_1 = \frac{\text{energía transmitida por un cuerpo a } T_1}{\text{energía incidente}} \quad (9)$$

Donde α , ε y τ son la absorptividad, emisividad y transmisividad de un cuerpo. Así, la fracción de energía reflejada es igual a $1 - \alpha - \tau$ (Levenspiel, 2014).

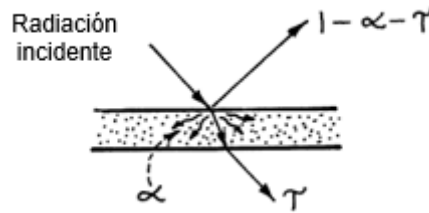


Figura 6. Radiación absorbida, transmitida y reflejada (Levenspiel, 2014)

La evaporación es una forma de convección en la cual se transfiere calor latente asociado al cambio de fase del agua. Es el proceso en el cual el agua líquida se convierte en vapor.

Para evaporar (i.e. vaporizar) agua, se necesita energía para romper los enlaces de hidrógeno entre las moléculas de agua. Esta energía proviene de la radiación o del calor sensible del aire, agua, suelo, etc. Si la energía proviene del calor sensible, la energía cinética se extrae del aire provocando una disminución de temperatura. (Snyder & Melo-Abreu, 2012, p.52)

La energía requerida para el cambio de fase proviene de la radiación solar y, en menor proporción, de la temperatura del aire. La fuerza que impulsa la transformación es la diferencia entre la presión de vapor del agua en la superficie y en el entorno. A medida que avanza el proceso evaporativo, el aire de los alrededores se va saturando y la tasa de evaporación disminuye. El proceso se detendría si el aire húmedo no es transferido a la atmósfera. La sustitución del aire húmedo por aire seco depende en gran medida de la velocidad del viento. Así, al momento de evaluar el proceso evaporativo se hace necesario considerar la radiación solar, la temperatura y humedad del aire y la velocidad del viento (Allen et al., 1998). Existen muchos modelos diferentes para calcular la tasa de evaporación, uno de ellos es la ecuación de Penman (Ecuación 10). Esta fue desarrollada en 1948, pero sigue vigente. Es una ecuación semi-empírica que combina los métodos de transferencia de masa y balance de energía (Lund University, s.f.).

$$E_{PEN} = \frac{\Delta}{\Delta + \gamma} \cdot \frac{R_n}{\lambda} + \frac{\gamma}{\Delta + \gamma} \cdot \frac{6.43(f_u)D}{\lambda} \quad (10)$$

E : Evaporación (mm/día)

Δ : Pendiente de la curva de presión de vapor saturado (kPa / °C)

γ : Constante psicrométrica (kPa / °C)

R_n : Radiación neta en la superficie (MJ / m² día)
 λ : Calor latente de vaporización (MJ / kg)
 f_u : Función de viento (m/s)
 D : Déficit de presión de vapor (kPa)

$$\Delta = \frac{4098[0.6108 \cdot e^{\left(\frac{17.27T}{T+237.3}\right)]}{(T+237.3)^2} \quad (11)$$

T : Temperatura del aire (°C)

$$f_u = 1 + 0.536U \quad (12)$$

U : Velocidad del viento a 2m

$$D = e_s - e_a \quad (13)$$

e_s : Presión de vapor saturado (kPa)

e_a : Presión de vapor actual (kPa)

1.3.3 Dinámica de fluidos computacional (CFD)

CFD es una técnica numérica para resolver ecuaciones que gobiernan el flujo de fluido y la transferencia de calor y masa en una geometría definida por método computacionales (Scott, 1994). Las ecuaciones que gobiernan estos fenómenos son conocidas, pero su solución analítica no, por lo que se hace necesario aproximarse a la solución. Las técnicas numéricas utilizadas para llegar a esta aproximación se conocen como CFD (Ramezani, Stipcich, & Garcia, 2016). Los códigos de CFD están estructurados alrededor de los algoritmos que afrontan los problemas de fluidos, sin embargo, tienen interfaces para que el usuario pueda ingresar los parámetros y analizar los resultados. Así, todos los códigos están formados por pre-procesador, solucionador y post-procesador (Al-Baali & Farid, 2006).

Pre-procesar consiste en ingresar el problema al programa CFD y transformarlo en una forma adecuada para el solucionador. Algunas de las actividades en la etapa de procesamiento son:

1. Definición de la geometría
2. Mallado
3. Selección de los modelos
4. Definición de las propiedades de los fluidos
5. Definición de las condiciones de frontera (Al-Baali & Farid, 2006)

En el solucionador se aplican técnicas numéricas para alcanzar una solución. Existen 3 ramas de técnicas de solución: diferencias finitas, elementos finitos y métodos espectrales. Los pasos generales del algoritmo son:

1. Integración de las ecuaciones sobre los volúmenes de control
2. Discretización: conversión de las ecuaciones integrales en un sistema de ecuaciones algebraicas
3. Solución de las ecuaciones algebraicas empleando un método iterativo (Versteeg & Malalasekera, 2007)

La diferencia entre las técnicas de solución radica en la forma en que se aproximan las variables de flujo y el proceso de discretización. El método de diferencias finitas discretiza la geometría del dominio definiendo una malla, donde las intersecciones entre las líneas se denominan nodos. En las ecuaciones que describen los fenómenos a representar aparecen ecuaciones diferenciales; utilizando expansiones de serie se logra reemplazarlas por diferencias finitas en términos de los valores en cada nodo y sus vecinos inmediatos (Durán Lozano, 2019). Similarmente, el método de volúmenes finitos es una formulación especial de las diferencias finitas y es central a 4 de los 5 códigos comerciales de CFD: PHOENICS, FLUENT, FLOW3D y STAR-CD. El algoritmo numérico consiste en:

1. Integración de las ecuaciones que gobiernan el fluido en todos los volúmenes de control del dominio.
2. Discretización substituyendo los términos de las ecuaciones integrales relacionados con procesos de flujo (como convección y difusión, entre otros) por aproximaciones de diferencias finitas. Así, se logra convertir las ecuaciones integrales en ecuaciones algebraicas.
3. Solución de las ecuaciones algebraicas por un método iterativo (Versteeg & Malalasekera, 2007).

El primer paso de integración volumétrica distingue el método de volúmenes finitos de todos los demás y lo hace más fácil de entender. Esto debido a que garantiza la conservación de las propiedades relevantes en cada celda, lo que a su vez se traduce en una relación explícita entre el algoritmo numérico y el principio físico de conservación. De esta forma, la conservación de una variable ϕ dentro de un volumen finito se puede expresar como (Versteeg & Malalasekera, 2007) :

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de cambio} \\ \text{de } \phi \text{ respecto} \\ \text{al tiempo} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Flujo neto de } \phi \\ \text{debido a} \\ \text{convección} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Flujo neto de } \phi \\ \text{debido a} \\ \text{difusión} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Tasa de} \\ \text{generación} \\ \text{de } \phi \end{array} \right]$$

El post-procesador permite analizar los resultados de forma gráfica. Presenta los resultados numéricos mediante imágenes, como contornos y vectores, que facilitan la comprensión del comportamiento del fluido. Adicionalmente, se pueden hacer gráficas y animaciones o exportar los datos numéricos para análisis más detallados (Al-Baali & Farid, 2006).

○ **Leyes de conservación del flujo**

Teniendo en cuenta que CFD resuelve las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de un fluido, es importante entender cuáles son estas ecuaciones, de dónde salen, en qué principios físicos se basan y qué suposiciones contienen.

Las ecuaciones se basan en las leyes fundamentales del flujo de fluidos:

1. Conservación de la masa
2. Conservación de la cantidad de movimiento
3. Conservación de la energía

Estas pueden ser escritas en forma diferencial o integral. En la forma diferencial se aplican las leyes a un elemento infinitesimal de fluido y se evalúan en el límite cuando sus dimensiones tienden a cero (Bhaskaran, 2019).

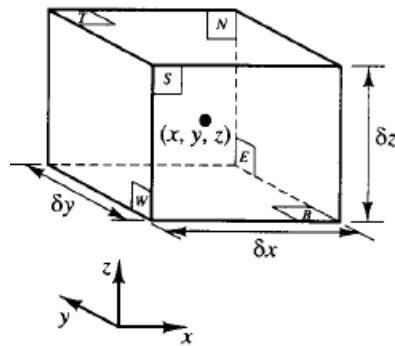


Figura 7. Elemento infinitesimal de fluido (Versteeg & Malalasekera, 2007)

El fluido se considera como continuo y se ignoran la estructura y movimientos moleculares para describir su comportamiento en términos de variables macroscópicas, como velocidad (V), presión (P), densidad (ρ), temperatura (T), entre otras, y sus derivadas en el tiempo y el espacio. El elemento considerado es tan pequeño que las propiedades del fluido pueden ser expresadas con los primeros dos términos de la serie de Taylor. Por ejemplo, la presión en las caras W y E se expresarían como:

$$P - \frac{\partial P}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x$$

$$P + \frac{\partial P}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x$$

○ Conservación de la masa

Para deducir la ecuación de la conservación de la masa, se empieza haciendo un balance de masa sobre un elemento.

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de aumento} \\ \text{de la masa} \\ \text{en el elemento} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Tasa neta de} \\ \text{flujo de masa} \\ \text{en el elemento} \end{array} \right]$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \delta_x \delta_y \delta_z) = \frac{\partial \rho}{\partial t}(\delta_x \delta_y \delta_z) \quad (14)$$

Para describir la tasa neta de flujo másico, recordemos que este está definido como el producto entre la densidad, la velocidad normal y el área de la sección transversal. Si tomamos la cara sombreada (ver **Figura 8**) el área corresponderá a $\delta_y \delta_z$ y la velocidad a u (u, v y w son las velocidades en x, y y z respectivamente).

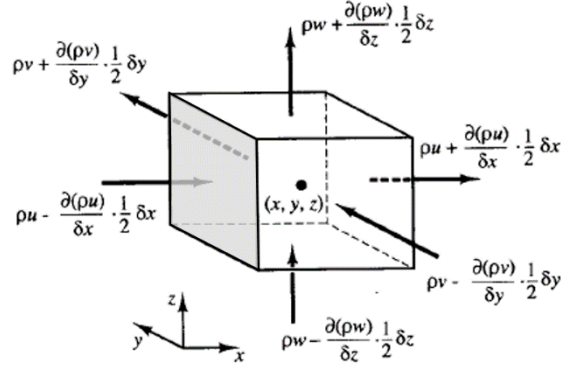


Figura 8. Flujos másicos que entran y salen del elemento

$$Q = \rho V A \quad (15)$$

$$Q = \rho u \delta_y \delta_z \quad (16)$$

Describiendo el flujo másico con la serie de Taylor, resulta:

$$Q = \rho u + \frac{\partial \rho u}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x \quad (17)$$

$$\rho u \delta_y \delta_z + \frac{\partial \rho u}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x \delta_y \delta_z \quad (18)$$

$$\left(\rho u + \frac{\partial \rho u}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x \right) \delta_y \delta_z \quad (19)$$

Desarrollando esto para todas las caras y asignándole signo positivo a los flujos que entran y negativo a los flujos que salen, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & \left(\rho u + \frac{\partial \rho u}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x \right) \delta_y \delta_z - \left(\rho u - \frac{\partial \rho u}{\partial x} \frac{1}{2} \delta x \right) \delta_y \delta_z + \left(\rho v - \frac{\partial \rho v}{\partial y} \frac{1}{2} \delta y \right) \delta_x \delta_z \\ & - \left(\rho v + \frac{\partial \rho v}{\partial y} \frac{1}{2} \delta y \right) \delta_x \delta_z + \left(\rho w - \frac{\partial \rho w}{\partial z} \frac{1}{2} \delta z \right) \delta_x \delta_y - \left(\rho w + \frac{\partial \rho w}{\partial z} \frac{1}{2} \delta z \right) \delta_x \delta_y \end{aligned} \quad (20)$$

Resolviéndola quedan los siguientes términos:

$$-\frac{\partial \rho u}{\partial x} \delta_x \delta_y \delta_z - \frac{\partial \rho u}{\partial y} \delta_x \delta_y \delta_z - \frac{\partial \rho u}{\partial z} \delta_x \delta_y \delta_z \quad (21)$$

Reemplazándolos en la Ecuación 14 y escribiendo en notación vectorial, se obtiene:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (25)$$

Esta expresión es la ecuación de conservación de masa para un fluido compresible con flujo transitorio. El primer término es la tasa de cambio de la densidad con el tiempo y el segundo es el flujo neto de masa, conocido como el término convectivo. Para un flujo incompresible la densidad es constante y ecuación se simplifica aún más:

$$\text{div}(\mathbf{u}) = 0 \quad (26)$$

○ Conservación de la cantidad de movimiento

La ecuación de conservación de la cantidad de movimiento se basa en la segunda ley de Newton ($F=ma$), la cual afirma que la tasa de cambio en el movimiento es igual a la suma de las fuerzas actuando en el elemento.

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de aumento} \\ \text{en la cantidad de} \\ \text{movimiento} \\ \text{del elemento} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Suma de las fuerzas} \\ \text{actuando sobre} \\ \text{el elemento} \end{array} \right]$$

La ecuación 25 se puede generalizar para garantizar la conservación cualquier propiedad Φ .

$$\frac{\partial \rho \Phi}{\partial t} + \text{div}(\rho \Phi \mathbf{u}) = 0 \quad \frac{\partial \rho \Phi}{\partial t} + \text{div}(\rho \Phi \mathbf{u}) = 0 \quad (27)$$

De esta forma, se pueden escribir las 3 componentes que se deben conservar en la cantidad de movimiento.

X	$\rho \frac{Du}{Dt}$	$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho u \mathbf{u})$
Y	$\rho \frac{Dv}{Dt}$	$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho v \mathbf{u})$
Z	$\rho \frac{Dw}{Dt}$	$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \text{div}(\rho w \mathbf{u})$

(28)

Las fuerzas que actúan sobre las partículas de fluido pueden clasificarse en superficiales y volumétricas.

Tabla 3. Fuerzas que actúan sobre una partícula de fluido

Fuerzas superficiales	Fuerzas volumétricas
Presión	Gravedad
Fuerzas viscosas	Fuerza centrífuga
	Fuerza de Coriolis
	Fuerza electromagnética

Las fuerzas superficiales se considerarán como un término separado en la ecuación de conservación, mientras que las fuerzas volumétricas se incluirán como términos fuente. La Figura 9 muestra los esfuerzos cortantes que actúan en el elemento.

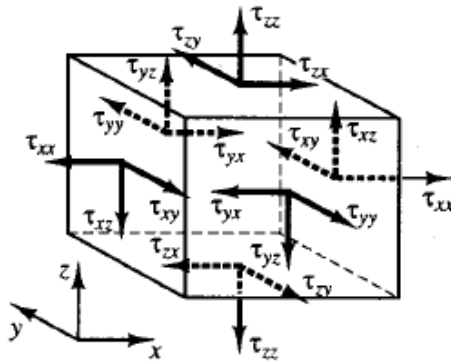


Figura 9. Fuerzas viscosas sobre el elemento

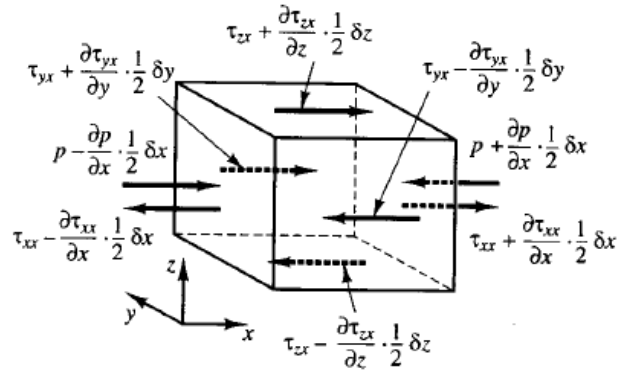


Figura 10. Componentes de esfuerzos en X

Analizando los componentes de esfuerzo en la dirección X para cada una de las caras (ver Figura 10) de la misma forma que se presentó para la ecuación de conservación de masa y dividiendo por el volumen $\delta_x \delta_y \delta_z$, se obtiene que:

$$\frac{\partial(-p+\tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial\tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial\tau_{zx}}{\partial z} \quad (29)$$

El efecto de las fuerzas volumétricas puede incluirse como un término adicional S_{Mx} de volumen por unidad de tiempo. Luego, se iguala esta expresión al término de movimiento que debe conservarse ($\rho Du/Dt$). Haciendo lo mismo en las direcciones X y Y se llega a las ecuaciones de conservación de la cantidad de movimiento.

$$\rho \frac{Du}{Dt} = \frac{\partial(-p+\tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial\tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial\tau_{zx}}{\partial z} + S_{Mx} \quad (30)$$

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = \frac{\partial\tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial(-p+\tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial\tau_{zy}}{\partial z} + S_{My} \quad (31)$$

$$\rho \frac{Dw}{Dt} = \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} \frac{\partial(-p + \tau_{zz})}{\partial z} + S_{Mz} \quad (32)$$

○ **Conservación de la energía**

La ecuación de la conservación de la energía se fundamenta en la primera ley de la termodinámica: el cambio de la energía de la partícula corresponde a la suma de la adición de calor y el trabajo realizado sobre la partícula.

$$\left[\begin{array}{c} \text{Tasa de incremento} \\ \text{de la energía} \\ \text{de la partícula} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Tasa neta de} \\ \text{calor agregado} \\ \text{a la partícula} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Tasa neta del} \\ \text{trabajo realizado} \\ \text{sobre la partícula} \end{array} \right]$$

Utilizando la generalización de la ecuación 25 nuevamente, se obtiene la expresión para conservar la energía.

$$\rho \frac{DE}{Dt} \quad (33)$$

Para la tasa del trabajo realizado, se tiene en cuenta el trabajo efectuado por cada una de las fuerzas descritas en la sección anterior (Conservación de la masa) y se derivan las ecuaciones de la misma manera.

$$[-div(p\mathbf{u})] + \left[\frac{\partial(u\tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial(u\tau_{yx})}{\partial y} + \frac{\partial(u\tau_{zx})}{\partial z} + \frac{\partial(v\tau_{xy})}{\partial x} + \frac{\partial(v\tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial(v\tau_{zy})}{\partial z} + \frac{\partial(w\tau_{xz})}{\partial x} + \frac{\partial(w\tau_{yz})}{\partial y} + \frac{\partial(w\tau_{zz})}{\partial z} \right] \quad (34)$$

Ahora bien, para el flujo energético debido a la conducción de calor se lleva a cabo el mismo procedimiento para llegar a la tasa total de calor adicionado:

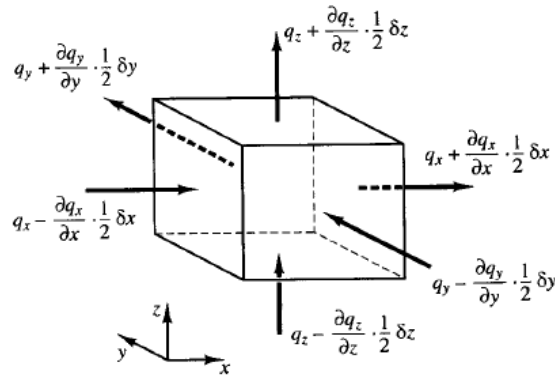


Figura 11. Componentes del flujo de calor

$$-\frac{\partial q_x}{\partial x} - \frac{\partial q_y}{\partial y} - \frac{\partial q_z}{\partial z} = -\text{div } \mathbf{q} \quad (35)$$

Combinando esta ecuación con la Ley de Fourier se puede llegar a una expresión en términos del gradiente de temperaturas.

$$q_x = -k \frac{\partial T}{\partial x} \quad q_y = -k \frac{\partial T}{\partial y} \quad q_z = -k \frac{\partial T}{\partial z} \quad (36)$$

$$\mathbf{q} = -k \text{ grad } T \quad (37)$$

$$-\text{div } \mathbf{q} = \text{div}(k \text{ grad } T) \quad (38)$$

Para terminar, la ecuación de conservación de energía resulta de unir las ecuaciones 33, 35 y 38 adicionando un término S_E para considerar los efectos de la energía potencial como un término fuente.

$$\begin{aligned} \rho \frac{DE}{Dt} = [-\text{div}(\rho \mathbf{u})] \\ + \left[\frac{\partial(u\tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial(u\tau_{yx})}{\partial y} + \frac{\partial(u\tau_{zx})}{\partial z} + \frac{\partial(v\tau_{xy})}{\partial x} + \frac{\partial(v\tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial(v\tau_{zy})}{\partial z} + \frac{\partial(w\tau_{xz})}{\partial x} + \frac{\partial(w\tau_{yz})}{\partial y} \right. \\ \left. + \frac{\partial(w\tau_{zz})}{\partial z} \right] + \text{div}(k \text{ grad } T) + S_E \end{aligned}$$

○ Ecuaciones de transporte

Tabla 4. Ecuaciones de transporte en forma diferencial

Masa	$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u}) = 0$
Cantidad de movimiento en X	$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho u \mathbf{u}) = \frac{\partial(-p + \tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + S_{Mx}$
Cantidad de movimiento en Y	$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho v \mathbf{u}) = \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial(-p + \tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} + S_{My}$
Cantidad de movimiento en Z	$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \text{div}(\rho w \mathbf{u}) = \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial(-p + \tau_{zz})}{\partial z} + S_{Mz}$

Energía	$\frac{\partial(\rho E)}{\partial t} + \text{div}(\rho E \mathbf{u})$ $= [-\text{div}(p \mathbf{u})]$ $+ \left[\frac{\partial(u \tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial(u \tau_{yx})}{\partial y} + \frac{\partial(u \tau_{zx})}{\partial z} + \frac{\partial(v \tau_{xy})}{\partial x} + \frac{\partial(v \tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial(v \tau_{zy})}{\partial z} \right.$ $\left. + \frac{\partial(w \tau_{xz})}{\partial x} + \frac{\partial(w \tau_{yz})}{\partial y} + \frac{\partial(w \tau_{zz})}{\partial z} \right] + \text{div}(k \text{ grad } T) + S_E$
---------	--

La **Tabla 4** resume las ecuaciones de transporte derivadas en las secciones anteriores. Se puede ver que todas tienen estructuras y términos similares, por lo que se pueden escribir de forma genérica como:

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t}}_{\text{Término de tasa de cambio}} + \underbrace{\text{div}(\rho \phi \mathbf{u})}_{\text{Término convectivo}} = \underbrace{\text{div}(\Gamma \text{ grad } \phi)}_{\text{Término difusivo}} + \underbrace{S_\phi}_{\text{Término fuente}}$$

○ **Modelo de radiación solar**

ANSYS tiene un modelo de radiación solar que puede ser utilizado para calcular los efectos de la radiación solar en un dominio. El modelo tiene a su vez dos opciones disponibles: trazado de rayos e irradiación OD. En enfoque de trazado de rayos es el más práctico para considerar la radiación como un término fuente en las ecuaciones de conservación de la energía. Adicionalmente, incluye una calculadora solar que, a partir de las coordenadas geográficas y el tiempo (fecha y hora) posiciona el sol.

El software modela un haz teniendo en cuenta la ubicación del sol y los parámetros lumínicos ingresados, lo aplica a todas las zonas especificadas como participantes, realiza un análisis de sombras y calcula el flujo de calor que resulta de la radiación incidente en cada superficie.

El vector de posición solar y la intensidad solar pueden ser ingresados directamente por el usuario o calculados desde la calculadora solar, al igual que los parámetros de irradiación directa y difusa.

La iluminación solar directa utiliza un modelo espectral de dos bandas, considerando así diferentes propiedades del material en la banda visible e infrarroja. En cambio, para la radiación difusa se utiliza una sola banda. Los materiales pueden definirse como opacos o transparentes. Los opacos se caracterizan simplemente con la absorptividad en cada banda, mientras que los semitransparentes requiere especificaciones de absorción y

transmisividad. ANSYS asume que los valores ingresados corresponden a un ángulo de incidencia perpendicular por lo que los recalcula para el ángulo de incidencia dado.

Adicionalmente, el algoritmo tiene en cuenta las cargas difusiva y de dispersión. Una fracción de la carga solar, llamada energía dispersada internamente, se aplica a todas las superficies participantes de acuerdo con la fracción de área total que representan. A esto se le suma la porción de radiación difusa que es transmitida por paredes semi-transparentes. Este algoritmo no es un modelo de radiación participante, no incluye la emisión de las superficies, distribuye uniformemente la reflexión de la carga incidente en todas las superficies.

Los siguientes, son los parámetros de entrada requeridos por el algoritmo:

- Vector de posición del sol
- Irradiación solar directa
- Irradiación solar difusa
- Fracción espectral
- Absortividad directa e infrarroja
- Transmisividad directa e infrarroja (paredes semi transparentes)
- Absortividad y transmisividad hemisférica difusa (paredes semi transparentes)
- Factor de transmisividad solar
- Factor de refinamiento
- Fracción de dispersión
- Reflectividad del suelo

1.3.4 Antecedentes

○ Módulos fotovoltaicos bifaciales

Con el fin de promover el despliegue de la tecnología fotovoltaica bifacial, Sun et al. (2018) desarrollaron un conjunto de reglas de diseño empírico soportadas en ecuaciones que permiten optimizar los parámetros de operación (elevación y orientación) de estos sistemas y caracterizar su desempeño en todo el mundo. Sus resultados demuestran que con un albedo de 0.25 la ganancia bifacial de módulos en el suelo es inferior al 10% en todo el mundo, pero si el albedo aumenta a 0.5 y se elevan los módulos a 1m, la ganancia es de hasta el 30%. Además, los módulos bifaciales verticales orientados de este a oeste superarán a sus contrapartes orientadas de sur a norte hasta en un 15% por debajo de la latitud 30°; la relación se invierte por encima de esta latitud.

En el artículo “Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis”, se describe la comparación entre módulos FV verticalmente orientados de este a oeste respecto a módulos monofaciales montados de forma convencional. Por medio de un método analítico se calcula la radiación recibida por las dos configuraciones y se encuentra que esta depende de la latitud, la fracción difusa local y el albedo. También se calcula el albedo mínimo requerido para que la configuración vertical represente la configuración con mayor rendimiento y se contrasta con los valores de albedo promedio en el mundo. El mapa de resultados se muestra en la Figura 12. Las secciones negras corresponden el montaje vertical bifacial y el gris al montaje monofacial convencional (Guo, Walsh, & Peters, 2013).

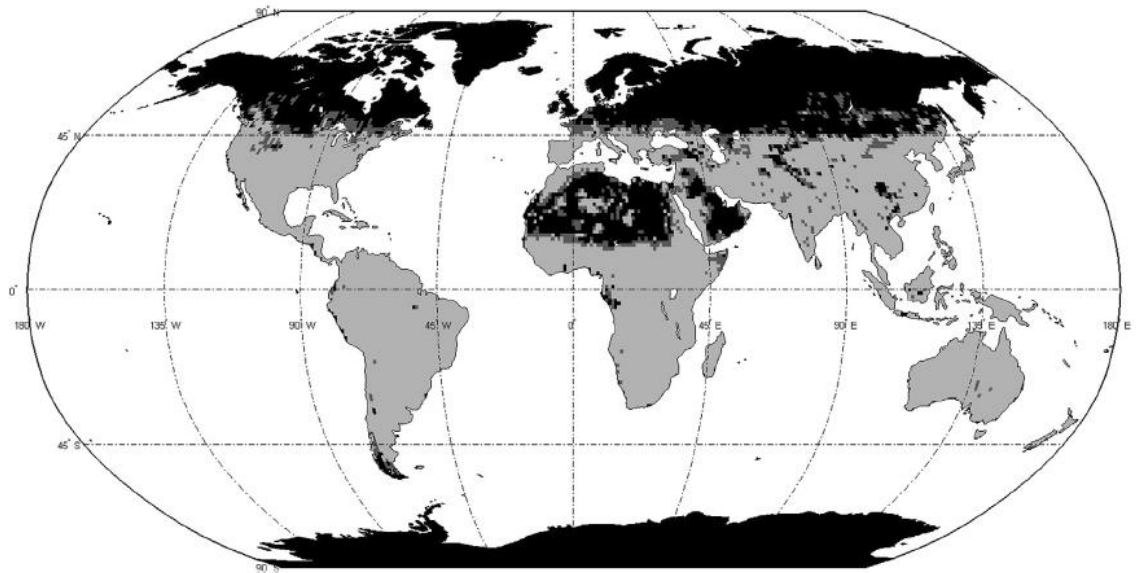


Figura 12. Mapa global: recomendación de configuración para módulos FV

Sin embargo, los sistemas bifaciales también pueden ser instalados con un ángulo de inclinación. Appelbaum (2016) estudia la diferencia en la cantidad de energía generada en una granja solar con módulos bifaciales orientados verticalmente de este a oeste frente a módulos instalados con un ángulo de inclinación óptimo orientado hacia el sur. De los resultados se afirma que los sistemas inclinados producen, en promedio, 32% más energía que los módulos verticales. No obstante, también es necesario tener en cuenta que en un espacio determinado se puede colocar una mayor cantidad de paneles verticales que orientados.

Similarmente, Abotaleb y Abdallah (2018) contrastan experimentalmente el desempeño de módulos FV bifaciales verticales y orientados a 22° bajo las condiciones climáticas de Qatar. Al mismo tiempo, utilizan el software de elementos finitos, COMSOL para desarrollar un modelo transitorio basado en la transferencia de calor y energía. El modelo fue validado con los datos experimentales y se concluyó, en concordancia con el estudio mencionado anteriormente, que el módulo inclinado tiene una generación eléctrica 14% mayor que el vertical.

La modelación de los sistemas bifaciales es más compleja que el modelado de sistemas monofaciales ya que para estimar la radiación posterior del módulo hay que tener en cuenta el porcentaje de radiación difusa, la elevación del sol, la reflectancia de la superficie, la altura y el ángulo de inclinación del módulo. En el artículo “Bifacial photovoltaic systems energy yielding modelling” se plantea un modelo que busca incluir todos estos parámetros para llegar a una aproximación del rendimiento en campo de un panel solar bifacial para diferentes configuraciones de instalación. Se concluye que el rendimiento energético de este tipo de módulos depende en gran medida de la ubicación y la instalación. La implementación de estos sistemas a cierta altura sobre el suelo es indispensable para optimizar la generación eléctrica. También es importante asegurarse de que no haya ningún bloqueo para que el sol brille en el área directamente debajo del módulo; se debe considerar una longitud suficiente de espacio delante del conjunto de módulos. El modelo también muestra que la reflectancia del suelo es uno de los parámetros clave para el rendimiento del módulo bifacial (Wang et al., 2015).

Aunque la ganancia bifacial (BG) ha alcanzado valores altos que contribuirían a disminuir el costo nivelado eléctrico de los sistemas fotovoltaicos, su masificación en el mercado aún debe superar varios obstáculos. Para lograr la bancabilidad, o capacidad para ser financiado, uno de los prerrequisitos es la capacidad de predecir su rendimiento con la misma precisión que ya es posible para los módulos monofaciales. Shoukry et al. (2016) presentan un modelo de simulación para la predicción del desempeño de módulos fotovoltaicos bifaciales tanto independientes como integrados. El modelo se implementa como una herramienta de software cuyos resultados permiten determinar los parámetros óptimos de instalación en un sitio dado, y se valida comparando los resultados simulados con los módulos bifaciales reales monitoreados durante varios meses en un sitio de prueba al aire libre. Uno de los resultados de la simulación muestra que, mientras un módulo autónomo con la configuración óptima rinde un 33.9%, la ganancia bifacial del mismo módulo disminuye hasta el 27.7% en una instalación de campo. Esto ocurre por las sombras generadas en el suelo y el bloqueo de la radiación reflejada por las demás filas de módulos. Por otra parte, se determinó que en zonas ecuatoriales la bifacialidad es mucho más

efectiva que los sistemas de seguimiento solar. La bifacialidad aumenta en 44% la producción eléctrica, mientras que el seguimiento sólo la aumenta alrededor del 18%.

Finalmente, se sabe que la sombra de campo cercano reduce drásticamente la potencia generada por un sistema FV, especialmente cuando el sombreado no homogéneo crea una falta de coincidencia de corriente entre las celdas solares conectadas en serie. La radiación frontal suele ser muy uniforme, pero en los paneles bifaciales la radiación posterior presenta mayor variación. Esto debido a la diferencia en los ángulos de incidencia del albedo y la radiación difusa por los objetos de campo cercano inevitables, como la estructura para el montaje. Un montaje experimental ejecutado por De Groot y Van Aken (2017) permitió concluir que la poca uniformidad en la radiación posterior no representa mayores riesgos, ya que no es suficiente para ocasionar un sesgo inverso en las celdas.

○ **Módulos fotovoltaicos flotantes**

En un estudio realizado en el Instituto de Ciencias Térmicas y Tecnología en la Universidad de Shandong, los autores analizan la posibilidad de implementar paneles fotovoltaicos flotantes en China. En este país no hay espacio suficiente para la instalación de paneles fotovoltaicos terrestres, están buscando promover el desarrollo de las energías limpias y es de vital importancia conservar los, ya escasos, recursos hídricos. Por estas razones, hacen una comparación entre sistemas FV terrestres y flotantes, evaluando su temperatura de operación, eficiencia y potencial energético. Los resultados muestran que el efecto de la refrigeración del agua disminuye la temperatura de operación en 3.5°C, aumentando la eficiencia entre 1.5 y 2%. Por último, los autores concluyen que China tiene un potencial energética de 160GW con sistemas FV flotantes, que ocuparían 2500km² y evitarían la evaporación de 2x10²⁷ m³ de agua al año (Liu et al., 2017).

Los sistemas FV flotantes suelen ser instalados en lagos y represas. Sin embargo, las plantas de tratamiento también pueden verse beneficiadas por la instalación de estos sistemas. Rosa-Clot, Tina y Nizetic (2017) afirman que la estructura flotante reduce la incidencia de la radiación solar y su cobertura disminuye en el efecto del viento en la superficie, reduciendo así la tasa de evaporación. Además, sus resultados confirman el incremento de eficiencia mencionado anteriormente debido al efecto refrigerativo del agua. Aunque la producción de energía y la disminución de evaporación dependen de la ubicación geográfica y las condiciones climáticas, se estima que por cada MW instalado se evita la evaporación de entre 15 y 25 mil metros cúbicos de agua.

Otra aplicación para estos sistemas flotantes es la instalación en plantas hidroeléctricas. En la actualidad, Brasil compensa su generación hidroeléctrica con termoeléctricas, pero estas ocupan una fracción cada vez mayor en la matriz energética. Esto hace que aumente la emisión de gases de efecto invernadero, lo cual intensifica el cambio climático y produce cambios en los regímenes de lluvia haciendo que se necesiten cada vez más termoeléctricas. Para romper este ciclo vicioso, se propone instalar sistemas FV flotantes

en las hidroeléctricas para establecer una compensación mutua entre los recursos hídrico y solar. Los momentos de sequía están acompañados de un aumento en la radiación solar, así, los sistemas FV podrían ayudar a suplir la demanda cuando hay escasez de agua. La simulación de este caso en la cuenca del río São Francisco concluyó que se logra un incremento del 76% en la energía generada y del 17.3% en el factor de capacidad gracias a la implementación de FV flotantes (Silvério et al., 2018). Por otra parte, se reduce el costo inicial de los proyectos FV ya que pueden aprovechar las infraestructuras de transmisión y distribución existentes en las hidroeléctricas (Rauf, Gull, & Arshad, 2019). Un análisis del potencial geográfico mundial demuestra que cubrir el 2.4% de la superficie de las centrales hidroeléctricas con módulos FV se traduciría en un aumento del 35.9% en la energía producida en las plantas (Cazzaniga, Rosa-Clot, Rosa-Clot, & Tina, 2019).

2. METODOLOGÍA

El desarrollo de este trabajo sigue las metodologías cuantitativa y científica. Cuantitativa porque se centra en aspectos observables que pueden ser cuantificados, como la generación de potencia y utiliza la estadística para el análisis de los datos. Además, busca establecer una relación causa-efecto entre la superficie de instalación de los módulos FV (agua o pasto) y su producción energética. Científica porque sigue un conjunto de procedimientos para llegar a un conocimiento teórico libre de subjetividad y está sustentada en los principios de reproducibilidad y refutabilidad.

2.1 EXPERIMENTACIÓN

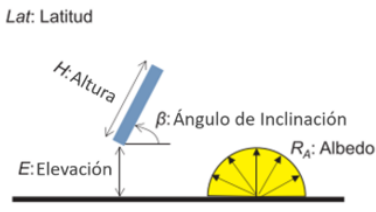
2.1.1 Definición de equipos

El primer paso fue definir los equipos que se necesitarían para el montaje y las mediciones, de forma que se pudiera verificar la posibilidad de pedirlos prestados en la universidad o proceder a cotizarlos. Al final, solo fue necesario comprar un medidor de radiación y 2 módulos fotovoltaicos de 51x74cm y 50W de potencia cada uno (ver anexo 1).

2.1.2 Definición de casos

Con los módulos FV definidos, se procedió a calcular los parámetros del montaje utilizando las fórmulas presentadas en el artículo "Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective" (Sun et al., 2018).

Tabla 5. Fórmulas para calcular parámetros de instalación (Sun et al., 2018)

	
$E_o = H(-Lat(0.028R_A + 0.009) + 3.3R_A + 0.4)$	$\begin{aligned} &\text{Si } E_o \leq 0, E_{95} = 0 \\ &\text{Si } E_o > 0, E_{95} = E_o \end{aligned}$
<p>E_{95} es la elevación mínima para lograr eliminar el 95% del auto sombreado. Una elevación mayor proporciona un aumento energético limitado.</p>	
$Lat_o = \frac{E}{H}(44R_A - 62) + 37R_A + 12$	$\begin{aligned} &\text{Si } Lat_o \leq 0, Lat_{Cri} = 0 \\ &\text{Si } Lat_o > 0^\circ, Lat_{Cri} = Lat_o \end{aligned}$
<p>Lat_{Cri} es la latitud crítica debajo de la cual los módulos orientados Este – Oeste producen más electricidad que los orientados Norte – Sur.</p>	
$\beta_o = a \cdot Lat + b$ $a = 0.86 - 0.57R_A e^{-\frac{E}{H}}$ $b = 4.5 + 62R_A e^{-\frac{E}{H}}$	$\begin{aligned} &\text{Si } \beta_o \geq 90^\circ, \beta_{opt} = 90^\circ \\ &\text{Si } \beta_o < 90^\circ, \beta_{opt} = \beta_o \end{aligned}$
<p>β_{opt} es el ángulo de inclinación óptimo para obtener un rendimiento máximo.</p>	

Para continuar con los cálculos, se buscó primero el albedo de las superficies a estudiar: el agua y el pasto. El albedo depende de varios factores como la distribución espectral y el ángulo de incidencia de los rayos, por lo que se utilizan valores promedio para los cálculos. El agua tiene un albedo de alrededor del 10% (North Carolina Climate Office, 2019) mientras que el albedo del pasto es de aproximadamente 25% (Ångström, 2014). Es importante tener en cuenta que el albedo del agua también se ve afectado por la composición del agua, la vegetación existente y el oleaje.

Adicionalmente, considerando que la experimentación se llevará a cabo en el lago de la sede de Las Palmas de la Universidad EIA, se buscaron las coordenadas geográficas en Google Maps® obteniendo una latitud de 6.16° y una longitud de -75.52°.

Tabla 6. Resultados: Cálculos de los parámetros de instalación

Altura (H)	51 cm	
Latitud (Lat)	6.16°	
Superficie	Agua	Pasto
Albedo (R_A)	0.1	0.25
Elevación (E)	33.52 cm	57.45 cm
Latitud crítica (Lat_{Cri})	-22	-36
Orientación	Hacia el sur	Hacia el sur
Inclinación (α)	12.83°	14.54°

La Tabla 6 presenta los resultados de los cálculos efectuados para módulos FV bifaciales. Para los módulos FV monofaciales se toman las siguientes recomendaciones:

1. El ángulo de inclinación será igual a el grado de latitud.
2. En las regiones del hemisferio norte, se orientarán los módulos hacia el sur (Departamento Nacional de Planeación & IPSE, 2015).
3. Para los módulos flotante se recomienda la menor elevación para aprovechar mejor el efecto de la refrigeración, pero para los terrestres esta debe ser tal que aire pueda circular por debajo. Por esto, se decide tomar una elevación de 20cm.

Con todos estos datos presentes, se definen los casos de experimentación en la Tabla 7.

Tabla 7. Casos de la experimentación

Superficie	Pasto		Agua		
Configuración	Monofacial	Bifacial	Monofacial	Bifacial	
Elevación	0.2 m	0.6 m	0.2 m	0.3 m	0.6 m
Inclinación	5°	15°	5°	15°	

El número de experimentos se calculó en base a la media normal y asumiendo una desviación del 10% en la muestra y la población. Para alcanzar un intervalo de confianza del 95% con un margen de error del 10% se requieren 4 repeticiones. Sin embargo, no se disponía de tiempo suficiente por lo que se realizaron solo 3 repeticiones por experimento, de donde se logra una confianza del 95% con 11.32% de error.

2.1.3 Construcción de la estructura

El diseño de la estructura tuvo como requerimientos que el ángulo y la altura se pudieran variar para ajustarse a los diferentes casos. Además, que pudiera ser utilizada tanto en terreno firme como en el agua. Buscando ahorrar tiempo de experimentación, se hizo una estructura adicional (#2) de 0.2m de elevación y 5° de inclinación para realizar las mediciones de los dos módulos monofaciales al mismo tiempo. La Tabla 8 presenta los materiales empleados.

Tabla 8. Materiales para las estructuras

Estructura #1	Estructura #2
7.5 metros de perfil de acero de 1"x1"	3.5 metros de perfil de acero de 1"x1"
1.2 metros de varilla corrugada 10mm	2 tornillos M10
4 tornillos M10	2 tuercas M10
4 tuercas M10	4 arandelas
8 arandelas	11x8cm lámina de hierro ¼"
12x90cm lámina de hierro ¼"	26x5cm lámina acero cold-rolled calibre 16
40x5cm lámina acero cold-rolled calibre 16	Soldadura GMAW
2.3m de tubo de PVC de 4"	Pintura anticorrosiva
2.5m de tubo de PVC de 3"	
21x21cm de MDF de 5.5mm	
Cinta de tela	
Soldadura GMAW	
Pintura anticorrosiva	

Ahora, se describen los pasos para la manufactura.

○ **Proceso de manufactura estructura #1**

1. Cortar y perforar los perfiles de acero como se muestra en la Figura 13.

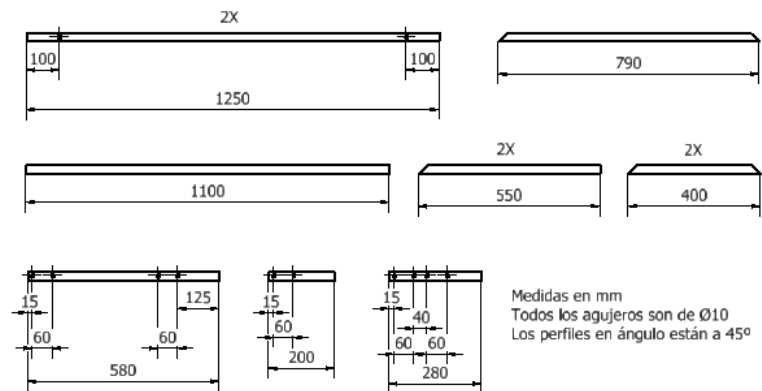


Figura 13. Dimensiones de los perfiles

2. Cortar la pieza “transportador” en una máquina CNC (ver Figura 14).
3. Cortar la lámina de acero calibre 16 en 4 rectángulos de 9.5x5cm y doblarlas como se muestra en la Figura 15.

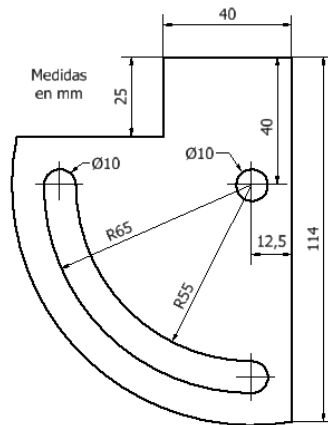


Figura 14. Dimensiones del transportador

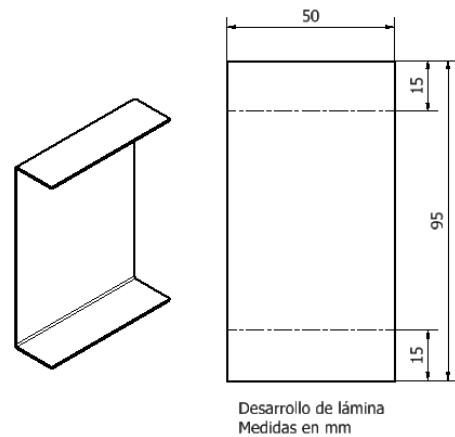


Figura 15. Soporte en C

4. Cortar la varilla de corrugada en 4 pedazos de 3cm y 4 de 10cm.
5. Sacarles punta a los 4 pedazos de 10cm con mediante una operación de cono en el torno.
6. Cortar los tubos de PVC a la mitad. Los tubos de 4" quedan de 1.15m cada uno, mientras que los de 3" quedan de 1.25m.
7. Cortar círculos de MDF en la cortadora láser: 4 de 83.3mm de diámetro y 4 de 108.3mm. Utilizarlos para tapar los tubos, introduciéndolos a presión y sellándolos con cinta.
8. Soldar las piezas por el método GMAW.

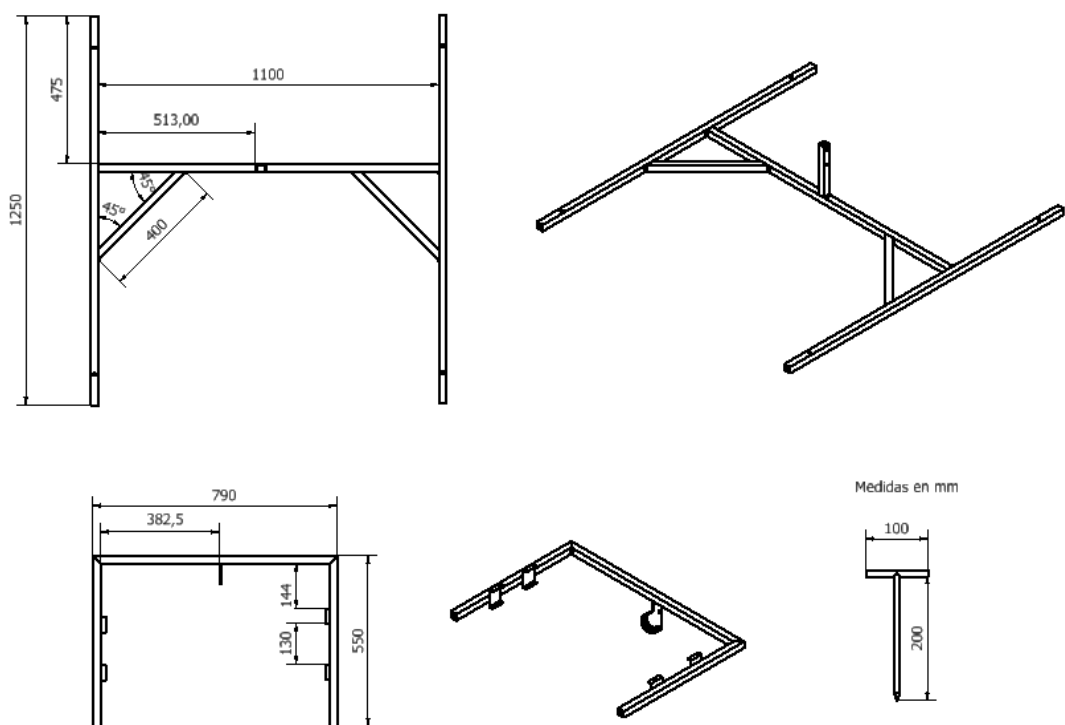


Figura 16. Configuración de piezas soldadas

9. Armar la estructura. Si se va a poner en tierra firme, se utilizan las varillas. Si se va a poner en el agua se amarran los tubos con cinta a la estructura.

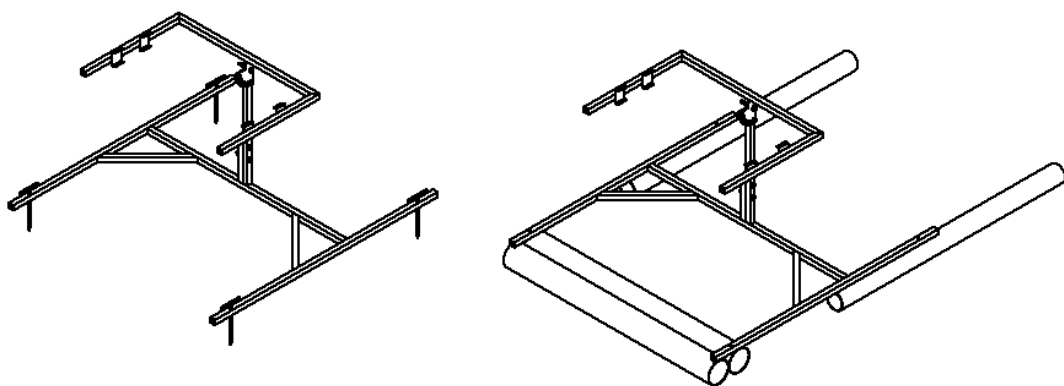


Figura 17. Estructura #1

En la Figura 18 se puede ver la estructura armada tanto sobre el pasto como flotando; en el Anexo 3 se presentan los planos.

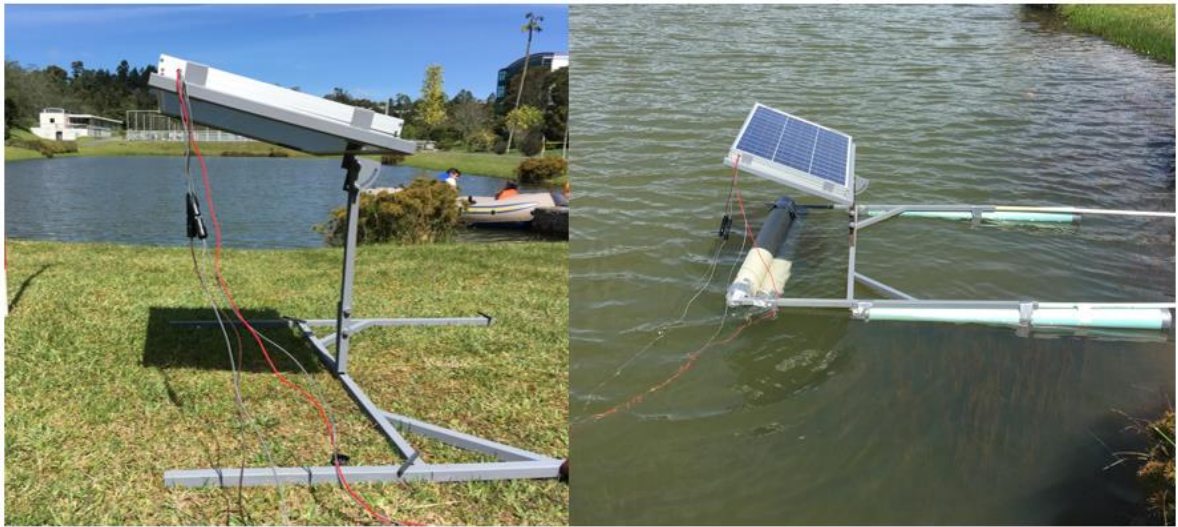


Figura 18. Montaje real

○ **Proceso de manufactura estructura #2**

1. Cortar y perforar los perfiles de acero como se muestra en la Figura 19.

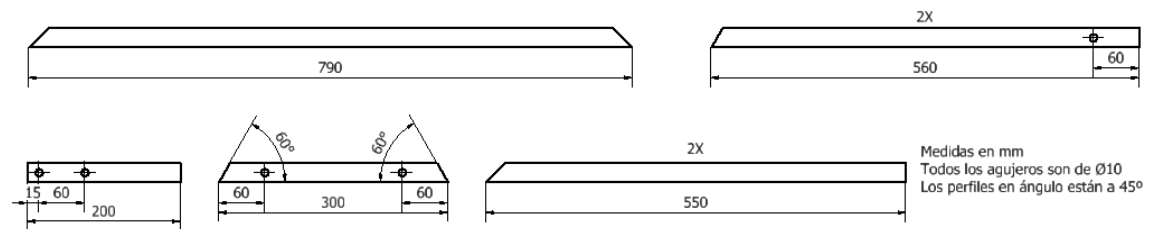


Figura 19. Dimensiones de los perfiles

2. Cortar y perforar la lámina de hierro (ver Figura 20).
3. Cortar la lámina de acero calibre 16 en 4 piezas de 6.5x5 cm y doblarlas como se muestra en la Figura 21.

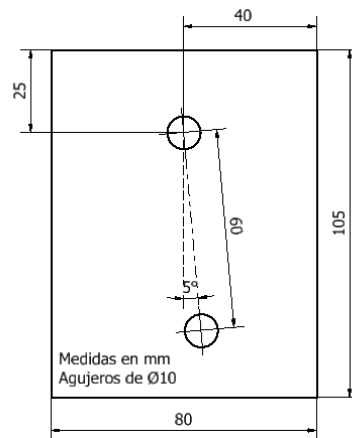


Figura 20. Pieza de 5°

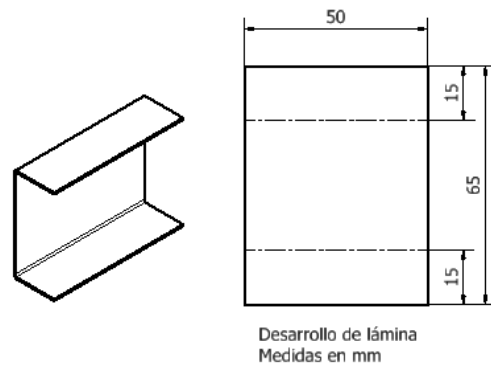


Figura 21. Soporte en C

4. Soldar las piezas por el método GMAW.

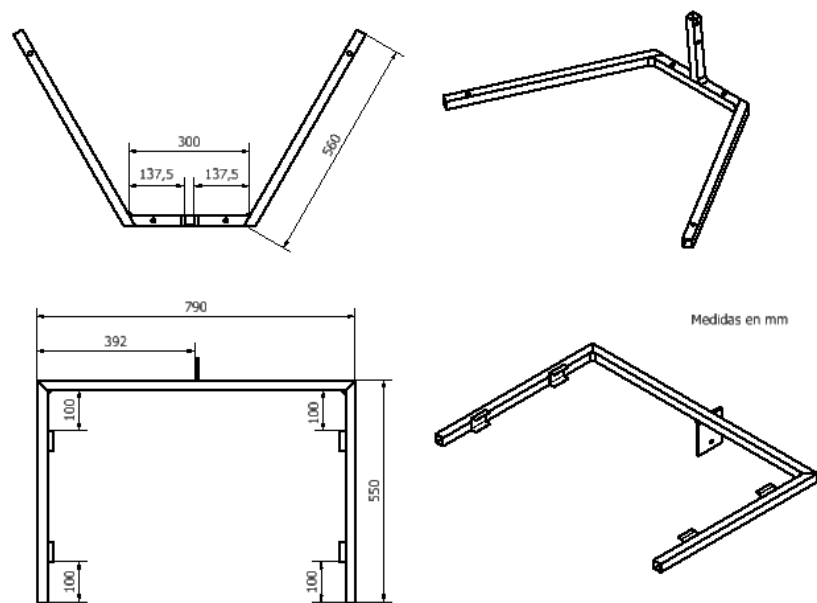


Figura 22. Configuración de piezas soldadas

5. Armar la estructura. Como esta será ubicada en terreno firme, se fija con las varillas de la estructura #1.

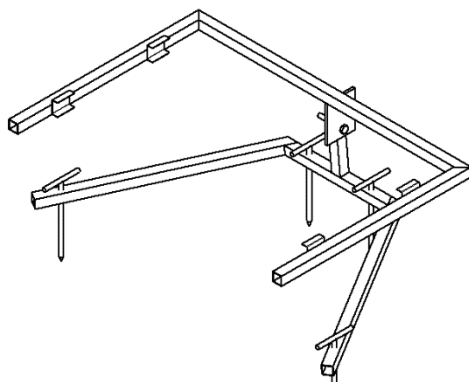


Figura 23. Estructura #2

2.1.4 Conexión eléctrica

La Tabla 9 presenta los materiales requeridos para hacer la conexión eléctrica de los módulos fotovoltaicos y la Figura 24 presenta el diagrama de conexión para cada módulo FV.

Tabla 9. Materiales para la conexión eléctrica

Descripción	Especificaciones	Cantidad
Módulos fotovoltaicos	SOLARTECH TPB50-36-P 50W	2
Cable vehicular	Calibre 14	8m (rojo) 8m (café) 16m (gris)
Reostato	250 Ω	2
Fusibles	2A	2
Portafusibles		2
Conectores	MC4	4
Cautín	-	-
Soldadura de estaño	-	-
Pelacables	-	-
Cortafrío	-	-

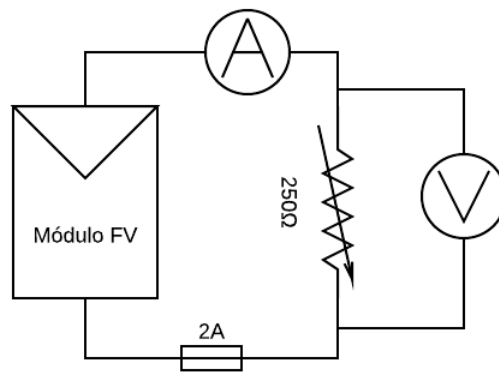


Figura 24. Diagrama de conexión

A continuación, se describen los pasos a seguir para conectar el circuito.

1. Perforar un agujero a un costado del módulo FV de tamaño suficiente para pasar los dos cables por él.
2. Abrir la caja de conexiones para soldar el cable rojo al terminal positivo y el cable gris al terminal negativo.



Figura 25. Caja de conexiones

3. Cortar los cables a una longitud tal que puedan salir del panel por el orificio perforado. Hacer un nudo para evitar que se pierda la conexión en caso de halar los cables.



Figura 26. Salida de los cables

4. Instalar los conectores MC4 en cada cable utilizando soldadura para asegurar una buena fijación. Estos conectores permitirán abrir el circuito fácilmente para guardar los reóstatos cuando no estén siendo utilizados.

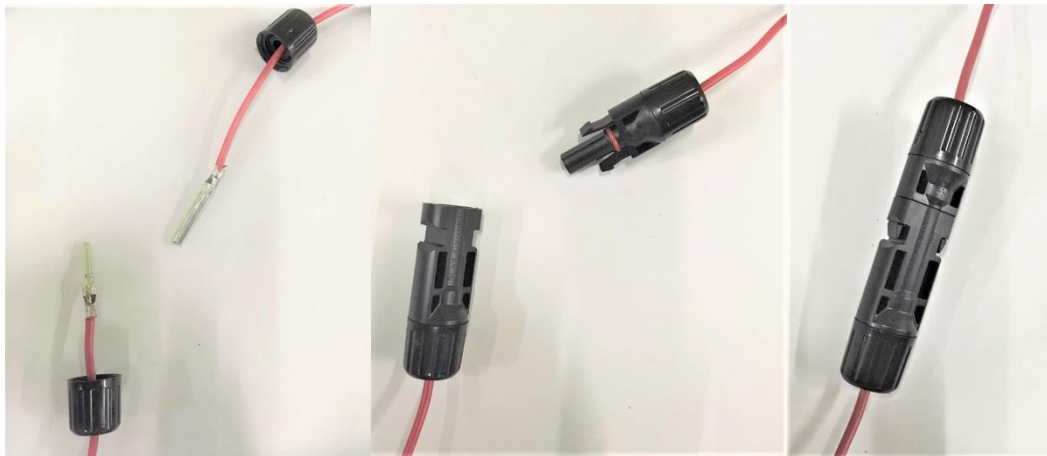


Figura 27. Conectores MC4

5. Cortar uno de los cables para conectar el portafusibles y colocar el fusible.

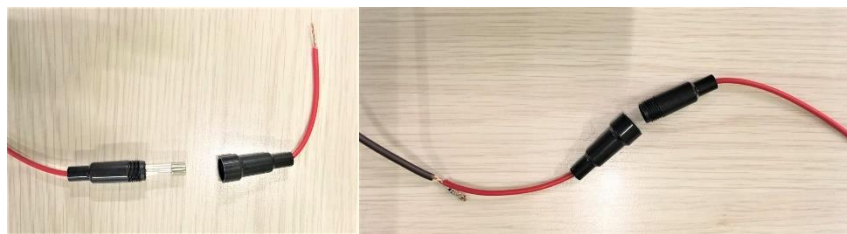


Figura 28. Fusibles

6. Conectar los cables al reóstato.



Figura 29. Reostato

7. Conectar otros dos pedazos de cable en paralelo al reóstato, estos se utilizarán para medir el voltaje.
8. Cortar uno de los cables principales, en este punto se conectará el multímetro para la medición de la corriente.



Figura 30. Conexión para medir corriente

9. Seguir el mismo procedimiento para el otro módulo fotovoltaico.

2.1.5 Mediciones

La toma de datos se realizó durante 12 días en el lago de la sede de Las Palmas de la Universidad EIA. El montaje se hacía desde la 1 de la tarde, pero las mediciones no se comenzaban hasta la 1:30. Los registros se tomaban cada dos minutos un total de 15 veces. La Tabla 10 presenta las variables que fueron medidas y los instrumentos utilizados para hacerlo.

Tabla 10. Variables medidas

Variable	Instrumento	Cantidad
Resistencia Corriente Voltaje	Multímetro digital UNI-T UT33C	4
Velocidad del viento Temperatura del aire Humedad	Centro de datos atmosféricos BRUNTON ADC-PRO	1
Temperatura de los módulos FV	Cámara termográfica FLUKE Ti100	1
Temperatura del agua Temperatura del aire	Termopar CHY 800 K-TYPE	2
Radiación	Medidor de energía solar TES-1333	1
Tiempo Orientación	Celular con aplicaciones: Repeat Timer Compás	1

Se tienen 5 casos diferentes a los que se deben realizar pruebas (ver Tabla 7), sin embargo, los dos que corresponden a configuraciones monofaciales pueden hacerse simultáneamente. Así, se tienen 4 montajes a los que se les tomarán datos 3 veces; de ahí, que se requieren 12 días.

El primer paso después de disponer el montaje correspondiente es fijar las resistencias de los reóstatos a un mismo valor (23Ω). Luego se deben cerrar los circuitos como se describió en la sección anterior. La Figura 31 muestra cómo se deben colocar los cables en los multímetros para medir voltaje y corriente respectivamente, teniendo en cuenta que el voltaje se mide en una escala de 200 y la corriente en escala de 10.



Figura 31. Configuración del multímetro

El centro de datos atmosféricos debe ubicarse orientado hacia la dirección de viento y el medidor de energía solar apuntando hacia el sol. El termopar debe sumergirse en el lago, solo en el caso de los montajes en agua, de lo contrario no es necesario medir la temperatura del agua. El compás se utiliza para asegurar la correcta orientación de los

módulos hacia el sur y el cronómetro para emitir una alarma cada dos minutos para tomar los datos. Finalmente, la cámara termográfica se utiliza para medir la temperatura promedio de los módulos apuntando siempre al punto medio de los mismos y desde una distancia constante.

2.2 SIMULACIÓN

La simulación se llevó a cabo en la versión estudiantil del software de simulación Ansys, específicamente en el módulo de dinámica de fluidos computacional Fluent.

2.2.1 Geometría

Se requieren varias geometrías para simular todos los casos a estudiar (ver Tabla 11); estas se hicieron en el módulo Design Modeler de Ansys.

Tabla 11. Tipos de geometrías utilizadas en la simulación

Casos	Configuración	Ángulo de inclinación	Elevación
1	Monofacial	5°	0.2m
2	Bifacial	15°	0.3m
3	Bifacial	15°	0.6m

Todas las geometrías son un dominio de aire con un vacío que corresponde al lugar donde estarían ubicados los módulos fotovoltaicos, el espesor del vacío depende de si los módulos se encuentran en configuración monofacial o bifacial (ver **Figura 32**). El espacio vacío en el dominio es simulado como paredes, de esta forma se puede analizar tanto la temperatura en las superficies frontal y posterior como la radiación incidente en las mismas. Otra alternativa considerada fue la de simular los módulos fotovoltaicos con todas sus capas, sin embargo, como estas tienen espesores tan pequeños (de hasta 0.1 mm) la malla resultante estaba conformada por demasiados elementos. Aunque generalmente se recomienda trabajar con dominios 12 veces más grandes que la geometría a analizar, fue necesario reducir el tamaño del dominio para poder generar una malla lo suficientemente refinada sin exceder las limitaciones de la versión estudiantil (512mil nodos o elementos). Para garantizar que la reducción del dominio no impactara significativamente los resultados, se probaron varios tamaños.

Tabla 12. Efecto de la reducción del dominio

Dominio						Flujo Solar de Calor (W/m ²)				
#	Dimensiones (m)				Número de elementos	Cambio	Módulo Frontal	Cambio	Módulo Posterior	Cambio
1	+x	6	-x	6	4,226,845	-	909.02	-	211.72	-
	+y	2	-y	0.6						
	+z	9	-z	9						
2	+x	3	-x	3	1,837,326	56.53%	903.91	0.56%	209.45	1.07%
	+y	1	-y	0.6						
	+z	4.5	-z	4.5						
3	+x	1	-x	1	474,656	88.77%	885.33	2.61%	201.02	5.05%
	+y	1	-y	0,6						
	+z	1	-z	1						

De la Tabla 12 se concluye que se puede reducir el dominio sin que el efecto en los resultados sea muy significativo. La reducción en la radiación incidente es del 3% para el módulo frontal y del 5% para el módulo posterior, mientras que se logra reducir 90% el número de elementos. Así, se opta por utilizar el dominio más pequeño disminuyendo también el costo computacional de la simulación. La Tabla 13 y la Figura 32 describen los detalles de las geometrías empleadas.

Tabla 13. Dominios para la simulación

Caso	Parámetros			Dimensiones del dominio (m)			
	Elevación (E)	Inclinación (α)	Espesor (e)				
1	0.6m	15°	6cm	+x	1	-x	1
				+y	1	-y	0.6
				+z	1	-z	1
2	0.3m	15°	6cm	+x	1	-x	1
				+y	1	-y	0.3
				+z	1	-z	1
3	0.2m	5°	3cm	+x	1	-x	1
				+y	1	-y	0.2
				+z	1	-z	1

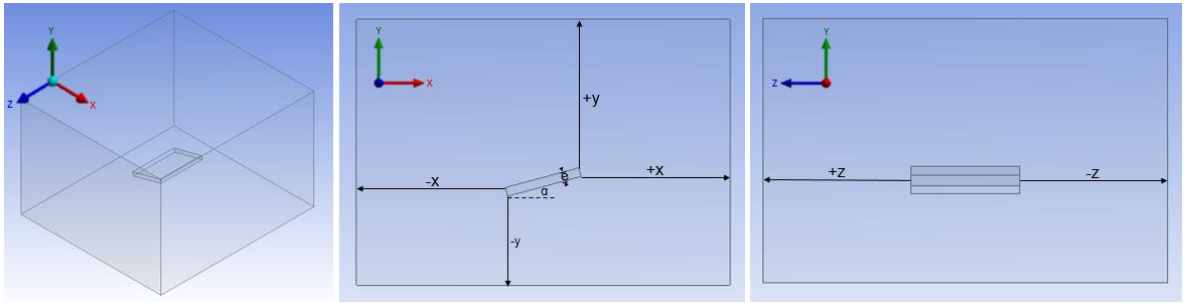


Figura 32. Parámetros del dominio

Para facilitar la generación de una malla estructurada, se hicieron planos de corte por las caras externas de los módulos (ver Figura 33).

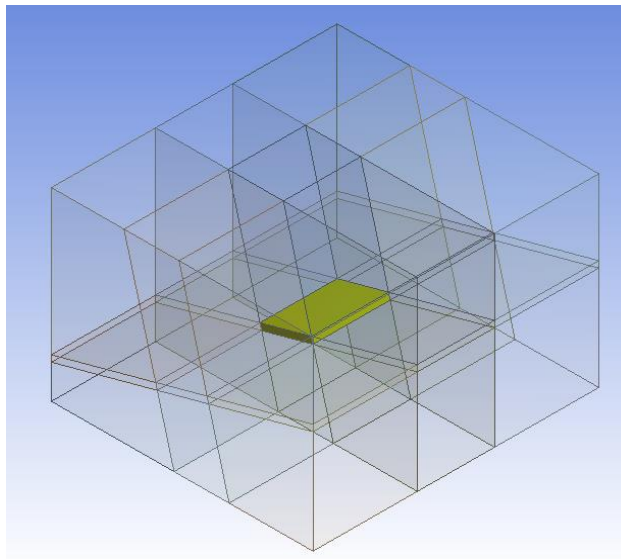


Figura 33. Planos de corte

2.2.2 Mallado

Después de la creación del modelo geométrico se debe generar el mallado del dominio. Teniendo en cuenta que la geometría no tiene superficies curvas, el mallado hexaédrico es el más adecuado; ya que puede proporcionar resultados precisos y requiere de un tiempo de cálculo moderado. Al principio se intentó resolver la simulación con una malla uniforme, pero se obtenían temperaturas superficiales muy elevadas, mayores a 150°C. Este inconveniente se resolvió refinando la malla en las superficies de los módulos FV y sus alrededores mejorando la transferencia de calor con los alrededores. Así, la malla final se generó aplicando los dimensionamientos de borde ilustrados en la Figura 34.

Adicionalmente, se aplica un factor de sesgo¹ de 20 en todos los bordes excepto en los de 35, 50 y 3 divisiones.

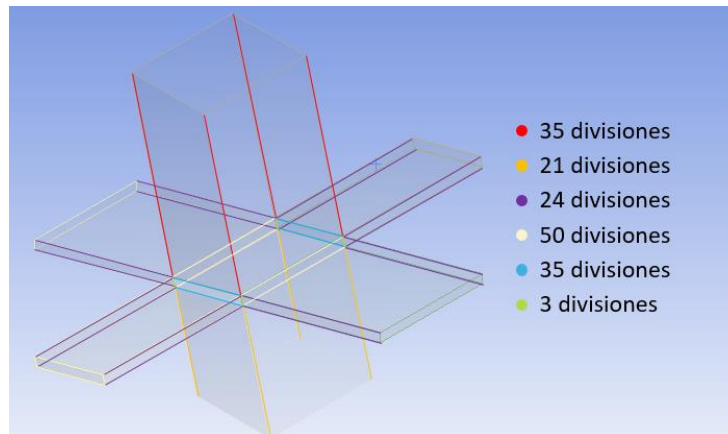


Figura 34. Divisiones de bordes

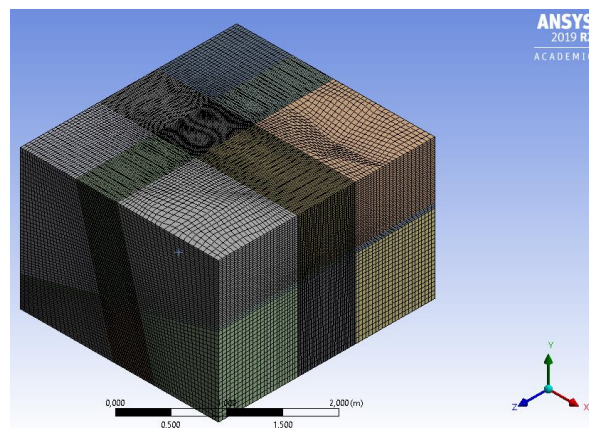


Figura 35. Mallado del dominio

La Figura 35 presenta el dominio mallado con los parámetros discutidos. La calidad de la malla afecta en gran medida la exactitud de la solución, por lo cual se hace necesario revisarla. La Tabla 14 registra la cantidad de elementos y nodos resultantes para cada una de las mallas y su calidad, particularmente en lo referente a la relación de aspecto y oblicuidad.

¹ Factor de sesgo: Es una condición de borde para refinar la malla, es la razón entre el elemento más grande y pequeño en un borde. Al aplicarlo se pasa de tener todos los elementos del mismo tamaño (- - - -) a distribuciones definidas (- - - - - - - -).

Tabla 14. Estadísticas y calidad de malla

Caso	Número de nodos	Número de elementos	Relación de aspecto				Oblicuidad			
			Min	Max	Prom	σ	Min ($\times 10^{-4}$)	Max	Prom	σ
1	495,628	474,656	1.0	19.28	3.37	1.79	3.49	0.85	0.18	0.12
2	404,152	385,182	1.0	48.92	3.61	2.80	4.91	0.54	0.17	0.12
3	379,204	360,780	1.0	19.89	3.61	2.02	2.46	0.63	0.13	9.8e-2

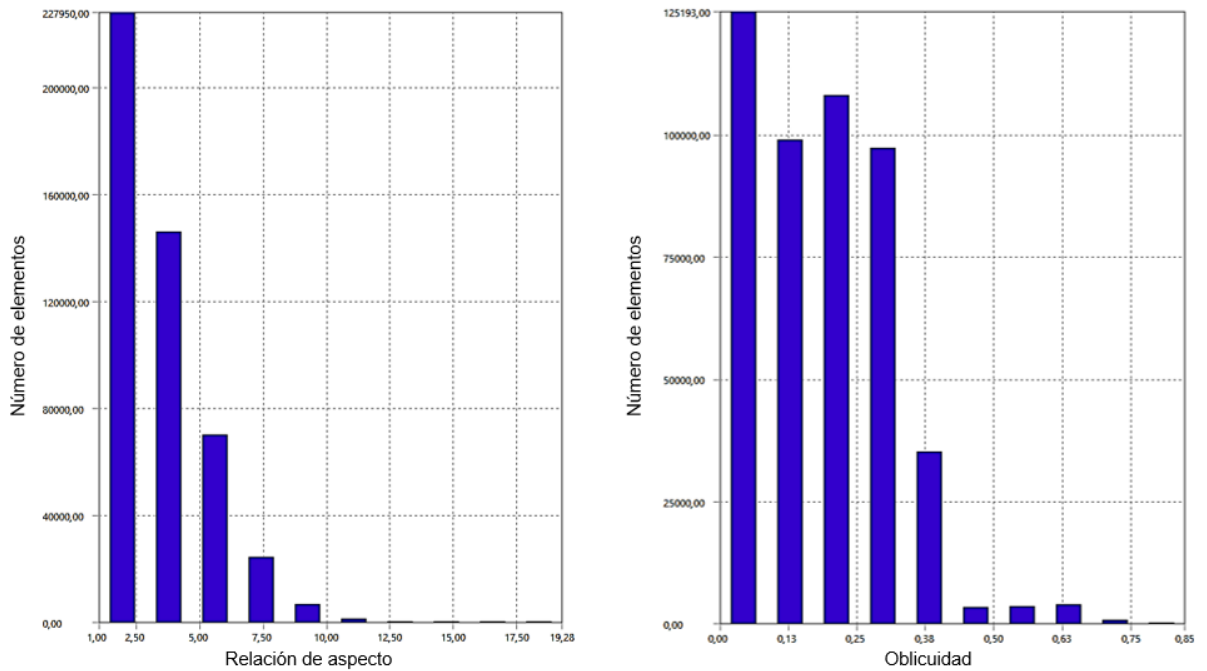


Figura 36. Calidad de la malla: Caso 1

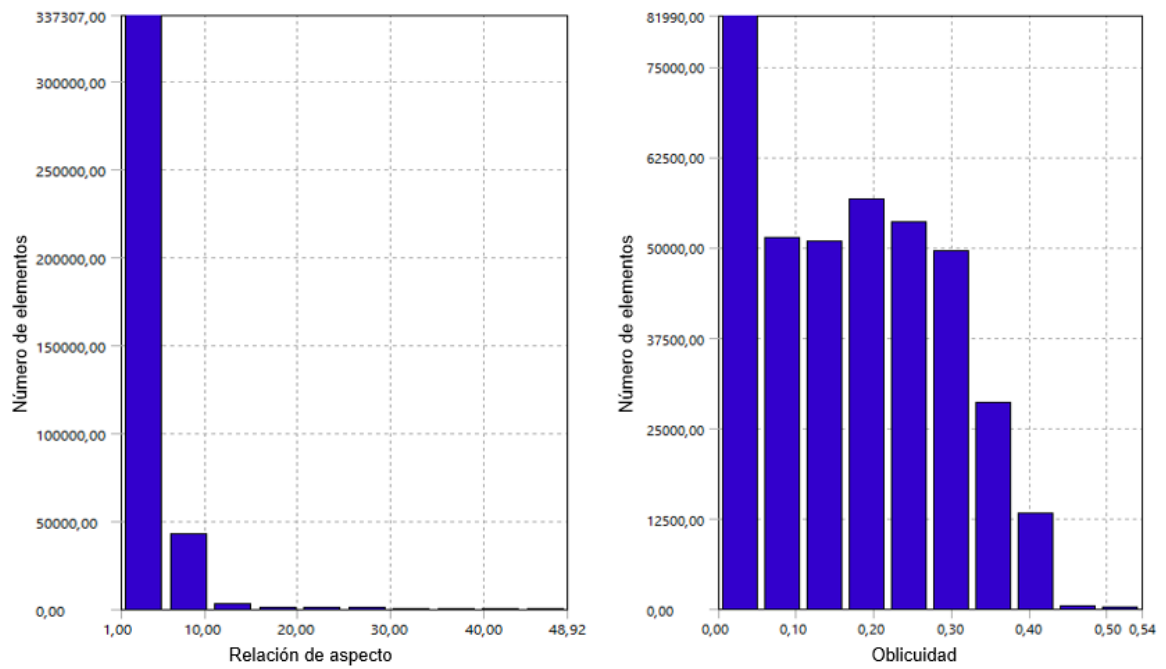


Figura 37. Calidad de malla: Caso 2

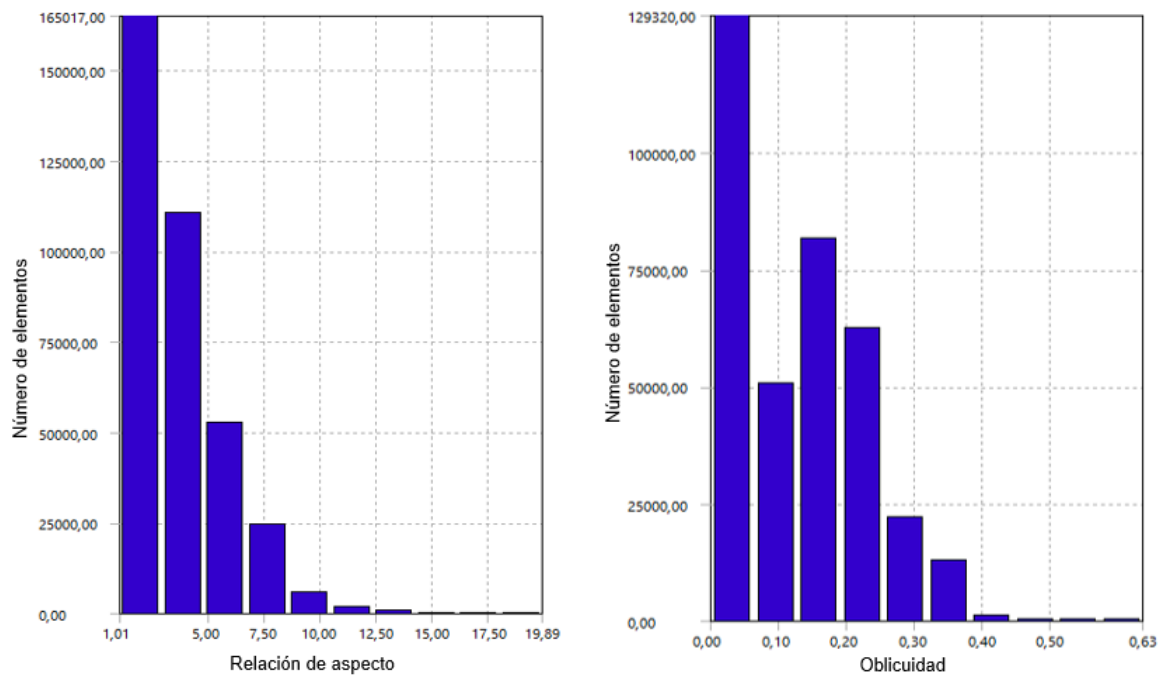


Figura 38. Calidad de la malla: Caso 3

Teniendo en cuenta que la recomendación general para trabajar con CFD es que la relación de aspecto sea menor que 10 y la oblicuidad menor que 0.85, se puede afirmar que la calidad de malla obtenida es adecuada. En ninguno de los casos la oblicuidad es mayor que 0.85 y aunque hay algunos elementos con relación de aspecto mayor que 10, la mayoría están bajo el rango deseado. Además, las mallas generadas no impidieron la convergencia de la solución.

Considerando que todas las mallas son muy similares, se realizó un solo análisis de independencia haciendo seguimiento a la temperatura del módulo FV frontal. Se puede observar que a partir de 400,000 elementos los resultados en la temperatura de los módulos no cambian de manera significativa, por lo que se seleccionó el mallado correspondiente a alrededor de 500,000 elementos.

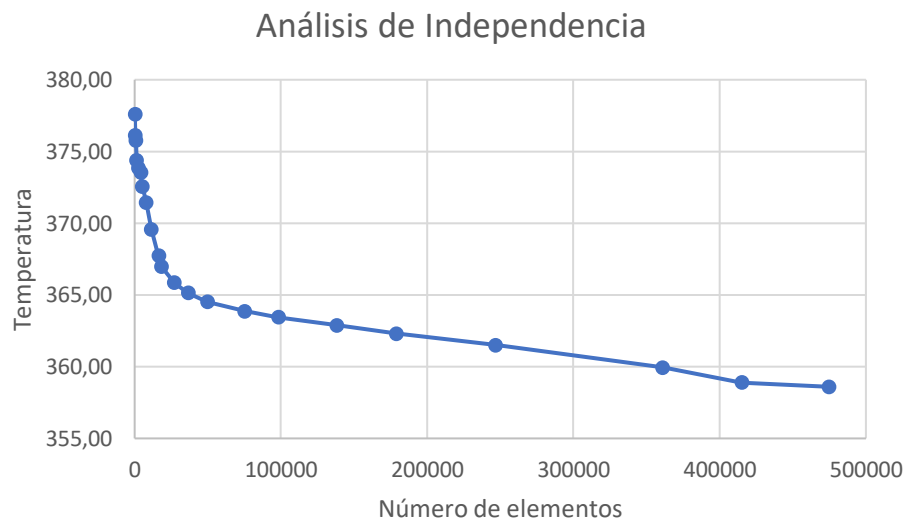


Figura 39. Independencia de la malla

2.2.3 Setup

La simulación se llevó a cabo en el módulo FLUENT de Ansys, este utiliza el método de volúmenes finitos para solucionar las ecuaciones de transporte.

○ Selección de Modelos

Considerando que el viento alrededor de los módulos proviene de un flujo libre, se hace necesario implementar un modelo de turbulencia. ANSYS define como modelos “completos” de turbulencia a aquellos de 2 ecuaciones de transporte separadas para determinar la velocidad y las escalas de longitud. Entre estos, se escogió el modelo $k-\epsilon$ estándar por su simplicidad y porque es ampliamente utilizado en simulaciones de transferencia de calor.

La derivación de este modelo asume un flujo completamente turbulento y desprecia la viscosidad molecular.

Para tomar en cuenta el efecto de la humedad en el aire se utilizó el modelo de transporte de especies, ya que este permitía asignar la fracción másica de agua y oxígeno en una mezcla predeterminada de aire ($N_2 + O_2 + H_2O$).

Fluent tiene un modelo de carga solar que puede ser utilizado para calcular los efectos de la radiación proveniente del sol. Este modelo cuenta con dos opciones: trazado de rayos solares e irradiación DO. Se utilizó el primero ya que es altamente eficiente y práctico para aplicar la carga solar como términos fuente en la ecuación de energía, lo cual se alinea con el propósito de modelar la transferencia de calor. A partir de las coordenadas geográficas, el día y la hora, el modelo simula la posición del sol y parámetros lumínicos para calcular el flujo de calor resultante en cada superficie (ANSYS, s.f.).

Finalmente, la evaporación se modela con una entrada de vapor de agua activando el modelo multifase de volumen de fluido (VOF). Se utiliza este modelo porque permite funcionar simultáneamente con el modelo de transportes de especies, para poder simular la evaporación del agua y la humedad de aire al mismo tiempo.

○ **Parámetros de entrada**

La simulación de la radiación requiere varios parámetros de entrada. Se deben ingresar las coordenadas geográficas del sitio y el momento (mes, día, hora). Además, se debe escoger la ubicación del norte y el oriente para orientar el sol correctamente. Finalmente, se ingresa el valor de radiación directa y difusa. En este caso particular solo se ingresó la radiación directa, pues no se tenían mediciones de la radiación difusa, por lo cual se habilita la opción de que el software la calcule.

Tabla 15. Parámetros de entrada

Parámetro	Valor ingresado
Longitud	-75.52
Latitud	6.16
Mes, día	Dependiendo del caso a simular, se ingresa la fecha del día en que se tomaron las mediciones experimentales.
Hora	13:30
Norte	X=1
Oriente	Z=1
Radiación directa	Valor promedio de mediciones experimentales para cada caso.
Radiación difusa	Solar-calculator

○ **Condiciones de frontera**

En la Figura 40 se presentan las condiciones de frontera empleadas para la simulación.

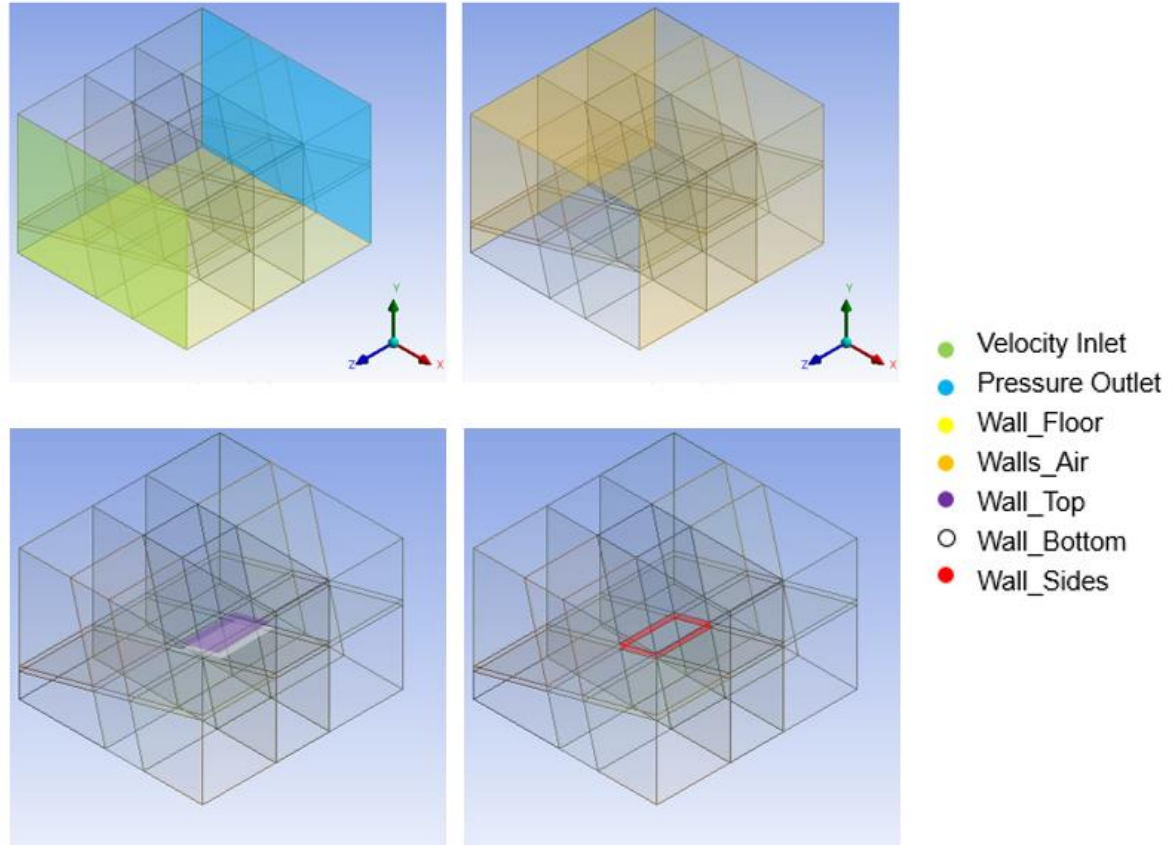


Figura 40. Condiciones de frontera

La Tabla 16 presenta las condiciones de frontera empleadas en la simulación. La tasa de evaporación se pretendía calcular a partir de la ecuación 10 del marco de referencia, sin embargo, como ello implicaba calcular la radiación neta que afectaba la capa superficial del cuerpo de agua; se decidió utilizar la siguiente expresión:

$$E = \frac{A(25 + 19V)(\omega_s - \omega)}{3600}$$

E : Cantidad de agua evaporada ($\frac{kg}{s}$)

A : Área superficial del agua

V : Velocidad del viento

ω_{max} : Humedad máxima en aire saturado

ω : Humedad del aire

Donde la humedad del aire se calcula a partir de:

$$\omega = \frac{0.622 \varphi P_g}{P - \varphi P_g}$$

$$P_g = P_{sat} \rightarrow T_{aire}$$

$$P = P_{atm}$$

ω : Humedad específica
 φ : Humedad relativa
 P_g : Presión de vapor
 P : Presión absoluta
 P_{sat} : Presión de saturación del agua
 P_{atm} : Presión atmosférica

Se toma la altitud del alto de las palmas (2500 msnm), resultando en una presión atmosférica de 75kPa. La humedad en el aire también es considerada en la simulación por medio del modelo de transporte de especies.

Tabla 16. Condiciones de frontera

Condición de frontera	Parámetros	
Velocity Inlet	Magnitud de la velocidad del viento Temperatura del aire No participa en la radiación Fracción másica de agua y oxígeno en el aire	
Pressure Outlet	Temperatura del aire No participa en la radiación	
Walls_Air	No participa en la radiación	
Wall_Top	Condición térmica de radiación Temperatura externa del aire Absortividad de 0.9*	
Wall_Bottom		
Wall_Sides		
Floor	Pasto	Agua
	Wall Absortividad 0.75	Mass Flow inlet Temperatura del agua Reflectividad 0.1 Tasa de evaporación

*En concordancia con los resultados de Santbergen & van Zolingen (2008) se toma una absortividad de 0.9 para los módulos FV.

○ Criterio de convergencia

Para asegurar la convergencia se utilizan los criterios presentados en la Tabla 17.

Tabla 17. Criterio de convergencia

Residual	Criterio
Continuidad	1e-06
Velocidad-X	0.001
Velocidad-Y	0.001
Velocidad-Z	0.001
Energía	1e-06
K	0.001
Epsilon	0.001
H2O	0.001

○ **Simulaciones ejecutadas**

Con el fin de validar los modelos empleados, se simulan 5 casos con parámetros de entrada y condiciones de frontera correspondientes a los datos experimentales (ver **Tabla 18**). Más adelante, en la sección de resultados se presenta la comparación.

Tabla 18. Datos de entrada

	Bifacial			Monofacial	
	Pasto	Agua		Pasto	Agua
	0.6m 15º	0.6m 15º	0.3m 15º	0.2m 5º	0.2m 5º
Fecha	01-oct	02-oct	07-oct	15-oct	
Radiación (W/m2)	1051,3	751	1081,4	1087,5	
Velocidad del viento (m/s)	0,4	1,2	1,3	1,6	
Temperatura del aire (°C)	22	19	20,4	20,2	
Temperatura del agua (°C)	-	21,5	21,2	21,2	
Humedad relativa (%)	45,6	42,8	43,2	44,2	
Fracción másica de agua (kg agua/kg aire seco)	0,01017995	0,00791163	0,00872197	0,008815553	
Fracción másica de oxígeno (kg oxígeno/kg aire seco)	0,20982005	0,21208837	0,21127803	0,211184447	
Evaporación (kg/s)	-	0,000994	0,00112		0,00122

Posterior a las simulaciones con los datos de las condiciones experimentales, se procedió a simular los 5 casos con las mismas condiciones ambientales (radiación solar, velocidad

del viento, temperatura del aire, etc) para poder analizar con más facilidad el efecto de las diferentes variables. Para ello, se utilizaron las condiciones de la Tabla 19.

Tabla 19. Datos de entrada para caso de comparación

Fecha	01-oct
Radiación (W/m ²)	1000
Velocidad del viento (m/s)	1
Temperatura del aire (°C)	21
Temperatura del agua (°C)	19
Humedad relativa (%)	50
Fracción másica de agua (kg agua/kg aire seco)	0,01050463
Fracción másica de oxígeno (kg oxígeno/kg aire seco)	0,20949537
Evaporación (kg/s)	0,000913

3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1 EXPERIMENTACIÓN

Los datos tomados (Anexo 2) fueron filtrados eliminando los datos aberrantes, luego se calcularon los valores promedio para cada una de las variables. Se evidenció un comportamiento errático en la eficiencia de los módulos FV. Hay días en los que la eficiencia está entre 4% y 6% y otros en los que está entre 9% y 13%. Se toman los días con la menor eficiencia como promedio para tener datos para todos los casos analizados, los demás se consideran atípicos.

Las tablas Tabla 20 y Tabla 21 muestran los casos promedio y atípicos respectivamente, ambas comparten la misma estructura. Los datos se dividen por escenarios de acuerdo con su configuración (bifacial o monofacial), a la superficie (pasto o agua) y al montaje (elevación e inclinación). Cada caso contiene los valores promedio y la desviación estándar de los datos tomados en un día. Se presentan las variables ambientales, las variables de operación de cada módulo (frontal y posterior) y la comparación entre estos.

La eficiencia calculada es el resultado de considerar el efecto de la temperatura de operación del módulo mediante la expresión:

$$\eta_{PV} = \eta_{RT} [1 - \beta(T_{PV} - T_{RT})] \quad (\text{Idoko, Anaya-Lara, \& McDonald, 2018})$$

η_{PV} : Eficiencia de operación

η_{RT} : Eficiencia a temperatura nominal

β : Coeficiente de temperatura de potencia

T_{PV} : Temperatura de operación

T_{RT} : Temperatura nominal

Donde los valores de η_{RT} , β y T_{RT} se obtienen de la ficha técnica de los módulos y corresponden a 13.8%, 0.42% y 20°C (ENF, s.f.).

La potencia teórica, corresponde a la radiación incidente por la eficiencia calculada, y es el comportamiento esperado del módulo. En contraste, la eficiencia real compara la radiación incidente con la potencia generada. En el caso del módulo posterior no es posible calcular la eficiencia real ni la potencia teórica, pues no se tienen mediciones de radiación incidente ya que no se contaba con el instrumento necesario para realizarlas (piranómetro). Finalmente, la ganancia bifacial se define como el porcentaje extra en potencia que se obtiene de un módulo bifacial respecto a su parte monofacial (Sun et al., 2018).

Tabla 20. Casos promedio

		Bifacial												Monofacial			
		Pasto				Agua								Pasto		Agua	
		0.6m 15°				0.6m 15°		0.3m 15°						0.2m 5°		0.2m 5°	
Casos		1		2		1		1		2		3		1		1	
Valores		Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ
Variables ambientales	Viento (m/s)	3,0	2,05	0,4	0,73	1,2	0,94	1,3	0,94	0,8	0,68	0,0	0,00	1,6	1,00	1,6	1,00
	Radiación (W/m2)	1155,3	57,37	1051,3	49,46	751,0	39,04	1081,4	19,94	1007,2	79,83	139,3	32,78	1087,5	37,92	1087,5	37,92
	Temp aire (°C)			22,0	1,96	19,0	1,25	20,4	1,29	20,3	3,41	21,1	1,06	20,2	1,70	20,2	1,70
	Temp agua (°C)					21,5	0,10	21,24	0,05	20,9	0,09	19,6	0,20	21,2	0,06	21,2	0,06
	RH (%)			45,6	3,76	42,8	2,30	43,2	1,47	37,9	3,87	63,7	3,48	44,2	2,14	44,2	2,14
Módulo frontal	Voltaje (V)	19,9	0,30	18,2	0,27	19,0	0,21	18,5	0,16	18,8	0,12	6,1	1,27	19,1	0,13	19,9	0,15
	Corriente (A)	0,83	0,02	0,94	0,01	0,94	0,01	0,76	0,01	0,82	0,01	0,48	0,10	0,90	0,01	0,80	0,01
	Temp (°C)	32,8	3,68	46,9	3,12	33,3	3,34	39,9	0,99	35,9	1,64	24,5	3,32	33,9	5,03	29,0	3,42
	Potencia real (W)	16,55		17,11		17,95		13,97		15,36		2,92		17,07		15,95	
	Ef real (%)	3,80%		4,31%		6,34%		3,42%		4,04%		5,55%		4,16%		3,89%	
	Potencia teórica (W)	56,94		48,57		36,92		51,62		48,95		7,12		53,34		54,51	
	Ef calculada (%)	13,06%		12,24%		13,03%		12,65%		12,88%		13,54%		12,99%		13,28%	
Módulo posterior	Voltaje (V)	10,1	0,62	11,2	0,86	2,7	0,15	2,6	0,13	2,7	0,14	0,7	0,09				
	Corriente (A)	0,47	0,03	0,51	0,04	0,14	0,01	0,11	0,00	0,12	0,01	0,04	0,01				
	Temp (°C)	26,7	1,65	36,4	1,27	21,6	0,88	25,9	0,74	25,1	1,07	20,5	1,22				
	Potencia real (W)	4,75		5,75		0,37		0,29		0,31		0,03					
	Ef calculada (%)	13,41%		12,85%		13,70%		13,46%		13,51%		13,77%					
Comparación	Ganancia bifacial (%)	28,69%		33,59%		2,07%		2,09%		2,03%		1,03%					
	ΔT	6,1		10,4		11,7		14,0		10,9		4,1					

Tabla 21. Casos atípicos

		Bifacial								Monofacial							
		Pasto		Agua						Pasto				Agua			
		0.6m 15°		0.6m 15°						0.2m 5°				0.2m 5°			
Casos		3		2		3		4		2		3		2		3	
Valores		Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ	Prom.	σ
Variables ambientales	Viento (m/s)	0,2	0,51	0,3	0,47	1,7	0,60	0,6	0,71	1,1	1,30	1,1	0,79	1,1	1,30	1,1	0,79
	Radiación (W/m2)	318,4	63,62	384,4	56,27	252,6	27,06	404,2	20,56	342,6	110,74	241,5	16,10	342,6	110,74	241,5	16,10
	Temp aire (°C)	21,5	0,36	20,5	0,40	17,7	0,17	21,0	0,35	22,2	0,65	20,6	0,89	22,2	0,65	20,6	0,89
	Temp agua (°C)			20,5	0,17	19,7	0,16	21,3	0,09	21,8	0,25	21,5	0,12	21,8	0,25	21,5	0,12
	RH (%)	57,0	2,90	57,9	1,46	71,1	1,46	58,1	1,32	51,1	1,97	56,9	2,76	51,1	1,97	56,9	2,76
Módulo frontal	Voltaje (V)	12,6	2,17	18,6	0,51	11,9	1,08	16,0	0,27	17,0	1,22	16,2	0,66	18,0	1,02	16,6	0,72
	Corriente (A)	1,02	0,17	0,76	0,02	0,94	0,09	1,28	0,02	0,80	0,06	0,74	0,03	0,73	0,04	0,68	0,03
	Temp (°C)	26,8	0,47	25,9	1,28	18,0	1,06	24,0	0,53	24,8	3,59	21,4	2,62	21,0	3,14	20,3	2,43
	Potencia real(W)	12,83		14,04		11,14		20,36		13,52		11,95		13,10		11,27	
	Ef real (%)	10,68%		9,68%		11,68%		13,35%		10,46%		13,11%		10,13%		12,37%	
	Potencia teorica	16,11		19,52		13,26		20,70		17,48		12,50		17,76		12,56	
	Ef calculada (%)	13,41%		13,46%		13,91%		13,57%		13,52%		13,72%		13,74%		13,78%	
Módulo posterior	Voltaje (V)	3,4	0,65	2,1	0,26	1,4	0,11	1,6	0,05								
	Corriente (A)	0,18	0,03	0,10	0,01	0,08	0,01	0,07	0,01								
	Temp (°C)	24,1	0,68	21,3	0,76	16,2	0,47	21,5	0,65								
	Potencia real (W)	0,59		0,22		0,11		0,12									
	Ef calculada (%)	13,56%		13,72%		14,02%		13,71%									
Comparación	BG	4,62%		1,54%		0,95%		0,57%									
	ΔT	2,7		4,6		1,9		2,4									

Analizando la Tabla 20, la ganancia bifacial de los módulos terrestres es de alrededor del 30%, mientras que en los módulos flotantes no pasa del 2%. De estos resultados se puede afirmar que no es una buena idea instalar sistemas fotovoltaicos sobre el agua ya que el módulo posterior aporta muy poco a la generación de electricidad del conjunto. Sin embargo, la instalación sobre el pasto sí resulta beneficiosa, y el porcentaje concuerda con los resultados presentados por Shoukry et al. (2016b).

Los datos experimentales obtenidos no permiten visualizar el efecto refrigerativo del agua en los sistemas bifaciales, no obstante, sí se aprecian en los sistemas monofaciales. En la Tabla 20 se ve que, para las mismas condiciones ambientales, el módulo flotante está 5°C más frío que el terrestre. Esta relación coincide con los 3.5°C de diferencia encontrados por Liu et al. por medio de una simulación por elementos finitos (2017). Respecto a la eficiencia teórica, se aprecia un incremento de solo 0.3%. La disminución del efecto refrigerativo en los sistemas bifaciales podría explicarse con la mayor altura de elevación de estos.

Observando los casos 2 y 3 de los módulos bifaciales en pasto se puede advertir que el efecto en la disminución de la radiación ($1051.3 \rightarrow 318.4$) afecta en mayor medida al módulo posterior que al módulo frontal. En este caso específico, la potencia del módulo frontal se reduce al 75% y la del posterior al 10%.

Por otra parte, se percibe una diferencia muy grande entre la eficiencia calculada y la eficiencia real de los módulos. Siendo la eficiencia real entre el 20% y 50% de la calculada. Teniendo en cuenta el precio de los módulos, es posible que esto se deba a su baja calidad. Es importante resaltar que en algunos de los casos atípicos (Tabla 21) la eficiencia real se asemeja mucho a la nominal, es decir que los módulos estaban funcionando correctamente.

En el caso 1 de los módulos bifaciales en pasto, se tiene una velocidad de viento de 3 m/s y una temperatura en el módulo frontal de 32.8°C. En el caso 2 con una velocidad de 0.4 m/s la temperatura es de 36.9°C. Ambos casos tienen valores de radiación cercanos a 1000 W/m², por lo que se puede decir que la diferencia entre las temperaturas se debe principalmente a la diferencia en la transferencia de calor por convección. Esto resalta el impacto que puede tener la velocidad del viento en la eficiencia de operación de los sistemas fotovoltaicos.

En cuanto a las causas de error, estas se derivan principalmente de la forma en que se realizaron las mediciones. Al tomar los datos de temperatura utilizando la cámara termográfica, estos pueden verse afectados por el ángulo de inclinación y la distancia de la cual sean tomados. Esto resulta particularmente desafiante a la hora de medir la temperatura de los módulos flotantes y del módulo posterior. Adicionalmente, como solo se tiene una cámara termográfica no es posible hacer las mediciones de temperatura del módulo frontal y posterior simultáneamente. Considerando que la radiación y la velocidad del viento fluctúan tanto en períodos muy cortos de tiempos, la no simultaneidad en la adquisición de los datos constituye también una fuente de error experimental. Para reducir estos inconvenientes, se recomienda en futuros trabajos emplear termopares de contacto y un sistema de adquisición de datos en lugar de la cámara termográfica.

Debido a la alta variación en el clima, resultó imposible obtener datos para todos los casos a condiciones semejantes. Específicamente, para los módulos flotantes a 0.6m no se logró registrar un día con radiación cercana a 1000W/m². De ahí que se recomienda llevar a cabo los experimentos en un ambiente con condiciones controladas.



Figura 41. Resultados experimentales

3.2 SIMULACIÓN

3.2.1 Validación

Con el fin de validar los modelos empleados en la simulación, se corrieron 5 casos para comparar los resultados experimentales con los de la simulación; los resultados se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Validación

		Bifacial									Monofacial					
		Pasto			Agua						Pasto			Agua		
		0,6m 15º			0.6m 15º			0.3m 15º			0.2m 5º			0.2m 5º		
		Exp	Sim	Error	Exp	Sim	Error	Exp	Sim	Error	Exp	Sim	Error	Exp	Sim	Error
Radiación solar		1051,3			751,0			1081,4			1087,5			1087,5		
Módulo frontal	Rad. incidente (W/m2)	-	1058,2		-	680,9		-	1025,2		-	1073,6		-	962,1	
	Temperatura (K)	320,0	340,2		306,5	308,0		313,0	312,3		307,0	312,9		302,2	304,5	
	Eficiencia (%)	12,24%	11,07%	9,57%	13,03%	12,94%	0,67%	12,65%	12,69%	0,33%	12,99%	12,66%	2,61%	13,28%	13,14%	1,03%
Módulo posterior	Rad. incidente (W/m2)	-	200,9		-	68,5		-	101,7							
	Temperatura (K)	309,6	304,2		294,8	294,6		299,0	295,5							
	Eficiencia (%)	12,85%	13,16%	2,42%	13,70%	13,72%	0,09%	13,46%	13,67%	1,53%						

La comparación se hizo tomando los datos del experimento: radiación solar, velocidad del viento, temperatura del aire, entre otras. La radiación incidente corresponde a la fracción de radiación que llega directamente al módulo; no se tienen medidas experimentales de este dato. Se percibe que los errores asociados a la eficiencia son menores al 10%, De esto se puede afirmar que se logra una aproximación cercana a la realidad.

A continuación, se discuten algunas de las posibles causas de error. Para empezar, los valores de albedo de las superficies (pasto y agua) tienen un efecto significativo en la radiación incidente en los módulos, particularmente en el posterior, y consecuentemente en la potencia generada. Los datos ingresados en la simulación de 0.1 y 0.25 para el agua y el pasto respectivamente, son valores promedio y pueden no representar con precisión el albedo real. Especialmente para el cuerpo de agua, ya que el albedo se ve afectado por muchos factores, como la vegetación subacuática, la composición del agua y la ondulación superficial. Para reducir esta fuente de error se haría necesario la medición de los valores reales de albedo en las ubicaciones estudiadas.

Adicionalmente, la simplificación de modelar la evaporación como una entrada de vapor de agua también puede afectar los resultados. No solo porque el mecanismo natural de evaporación no se está modelando como en realidad es, sino porque para calcular el flujo másico de evaporación se emplea una fórmula que no tiene en cuenta el efecto de la radiación incidente. Finalmente, el modelo no tiene en cuenta la conducción a través de las capas que conforman un módulo fotovoltaico, ni las propiedades de radiación de cada una de estas.

3.2.2 Análisis de sensibilidad de parámetros a partir de las simulaciones

Para apreciar con más claridad los efectos de la configuración monofacial y bifacial en el pasto y el agua, se corrieron los 5 casos de simulación con los mismos parámetros de entrada: viento, radiación solar, temperatura y humedad del aire y temperatura del agua (ver Tabla 23).

Tabla 23. Comparación entre casos

Fecha		01-oct				
Variables ambientales	Viento (m/s)	1				
	Radiación (W/m ²)	1000				
	Temp aire (°C)	21				
	Temp agua (°C)	19				
	RH (%)	50				
Casos		Bifacial			Monofacial	
		Pasto	Agua		Pasto	Agua
		0.6m 15°	0.6m 15°	0.3m 15°	0.2m 5°	0.2m 5°
Módulo frontal	Radiación incidente (W)	1006,6	906,84	906,84	1008,74	907,82
	Temp (K)	318,2	316,2	314,3	320,4	314,6
	Ef calculada (%)	12,35%	12,46%	12,58%	12,22%	12,56%
	Potencia (W)	46,92	42,66	43,04	46,53	43,02
Módulo posterior	Radiación incidente (W)	191,12	91,36	91,36		
	Temp (K)	299,08	296,37	296,22		
	Ef calculada (%)	13,46%	13,61%	13,62%		
	Potencia (W)	9,71	4,69	4,70		
Comparación	Ganancia bifacial (%)	20,69%	11,00%	10,91%		
	ΔT	19,09	19,83	18,05		

A pesar de que la radiación solar para todos los casos fue la misma, se aprecia una disminución en la radiación incidente sobre los paneles en el caso de los módulos flotantes. Esto puede ser una consecuencia de la evaporación, pues el agua en el aire circundante ocasiona dispersión y absorción de la radiación.

El comportamiento de las temperaturas es completamente razonable. Se puede advertir una disminución en los módulos flotantes producto del efecto refrigerativo del agua, que, además, incrementa a menor elevación. Por ejemplo, en los módulos bifaciales en el agua se aprecia una disminución de 2 grados en la temperatura de operación respecto a los del pasto. Por el contrario, en el caso de los módulos ubicados sobre tierra, la temperatura es 2 grados mayor cuando se disminuye la elevación de 0.6m a 0.2m.

Adicionalmente, al comparar los módulos monofaciales en pasto y agua se aprecia que la eficiencia pasa del 12.22% al 12.56%, lo que representa un incremento del 2.67%. Del mismo modo, comparando los módulos bifaciales el incremento es del

Respecto a la ganancia bifacial, se ratifica que es mayor sobre el pasto debido al albedo superior. Sin embargo, la diferencia entre la GB entre los módulos terrestres y flotantes experimentalmente es mucho mayor. Esto se debe a la incertidumbre en el valor del albedo del agua, ya que este parámetro puede depender de factores como el ángulo de incidencia, la presencia de oleaje y algas, etc.

Tabla 24. Variación en la eficiencia de montajes sobre pasto y sobre agua

		Monofacial		Variación eficiencia	Bifacial		Variación eficiencia	Bifacial	Variación eficiencia
		Pasto	Agua		Pasto	Agua		Agua	
Parámetros de instalación		0.2m 5°	0.2m 5°	2,67%	0.6m 15°	0.3m 15°	1,80%	0.6m 15°	0,92%
Módulo frontal	Radiación incidente (W)	1009	908		1007	907		907	
	Temperatura (K)	320	315		318	314		316	
	Eficiencia (%)	12,22%	12,56%		12,35%	12,58%		12,46%	
	Potencia (W)	46,5	43,0		46,9	43,0		42,7	
Módulo posterior	Radiación incidente (W)				191	91	1,22%	91	1,15%
	Temperatura (K)				299	296		296	
	Eficiencia (%)				13,46%	13,62%		13,61%	
	Potencia (W)				9,7	4,7		4,7	
Ganancia bifacial (%)					21%	11%		11%	

La Tabla 24 presenta los mismos datos de la Tabla 23 con una columna adicional que permite visualizar en el incremento en la eficiencia debido al efecto refrigerativo del agua. Así, ubicar los sistemas sobre el agua puede ocasionar mejoras en la eficiencia de hasta 2.67% para las condiciones ambientales estudiadas.

La Figura 42 compara el contorno de temperatura de un panel monofacial ubicado en pasto con un panel monofacial flotante, se puede observar que la temperatura promedio es 6°C menor en el agua, lo que representa un cambio en la eficiencia de 0.34%.

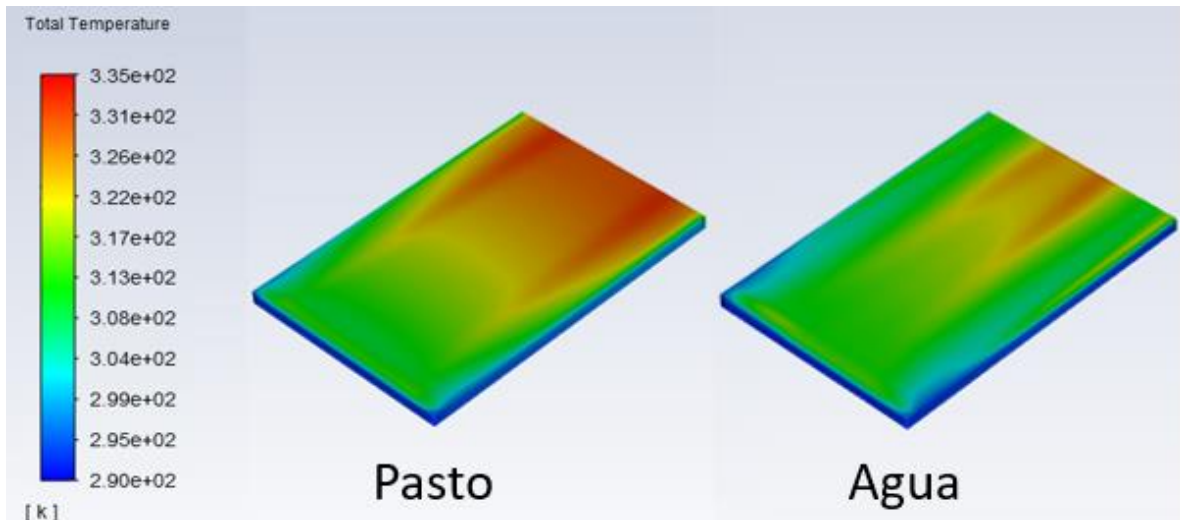


Figura 42. Perfil de temperatura

La humedad relativa del aire también se comporta diferente para los casos con pasto y agua. En el caso del pasto la humedad es mayor en la parte superior del dominio. En contraste, la interacción con la evaporación hace que la humedad sea mayor en parte inferior del dominio con agua.

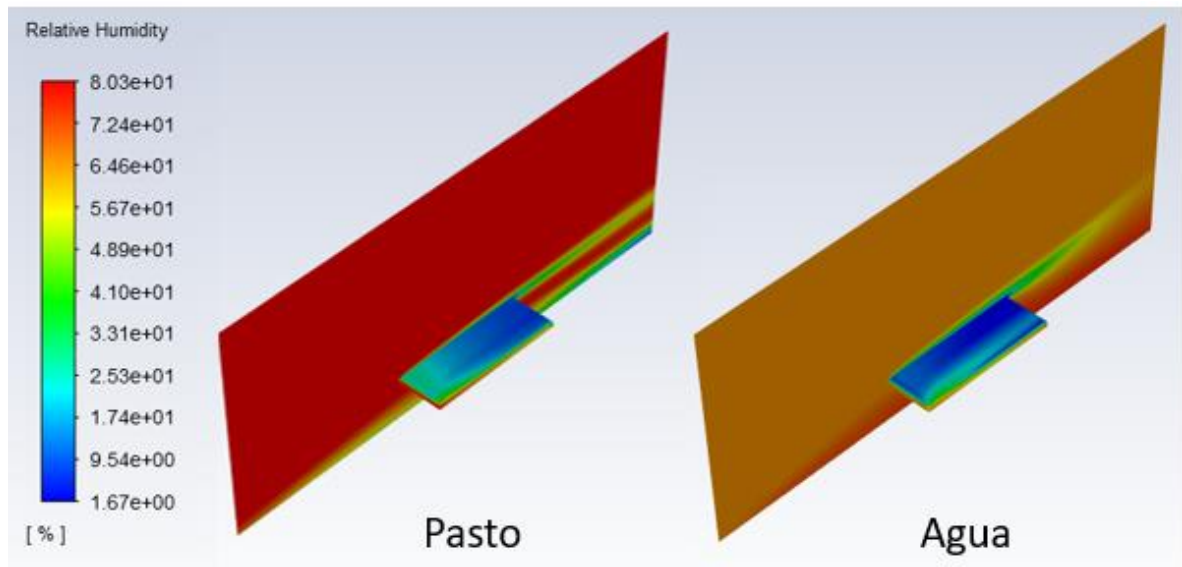


Figura 43. Humedad relativa

Los efectos en el perfil de velocidad ocasionados por la elevación y la superficie (pasto o agua) se pueden observar en la Figura 44. La evaporación genera una reducción de velocidad y la disminución en la elevación intensifica las consecuencias. Si bien el agua refrigera los módulos podría llegar a disminuir el coeficiente convectivo del aire.

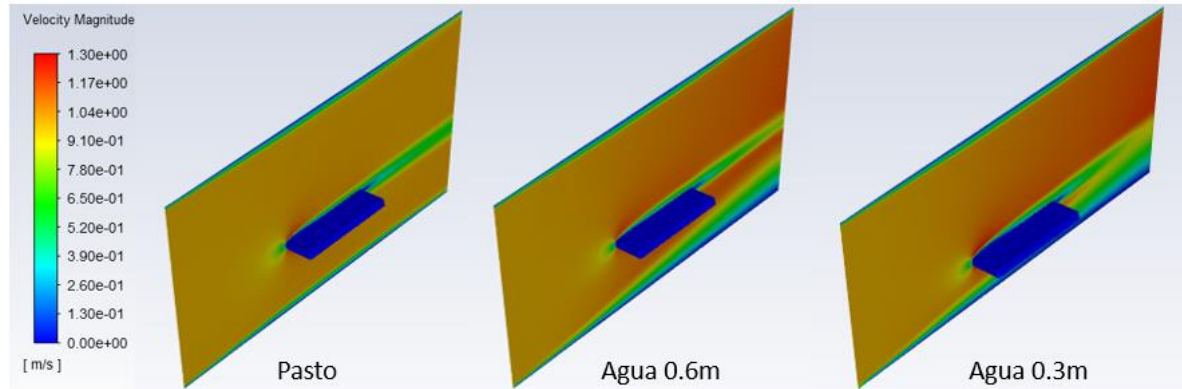


Figura 44. Perfil de velocidad

3.2.3 Contribución

Los resultados de este trabajo permitieron identificar que los sistemas bifaciales en tierra logran obtener una ganancia bifacial del 30%. En contraste, los sistemas bifaciales flotantes resultan poco atractivos, pues el bajo albedo del agua ocasiona que la potencia producida por el módulo posterior sea despreciable ($BG \approx 2\%$). En cuanto al efecto refrigerativo para los sistemas flotantes, se encontró que pueden obtenerse reducciones de aproximadamente 5°C en la temperatura promedio del panel lo que representa un incremento en la eficiencia del 2%.

La mayor contribución de este trabajo radica en afirmar que no resulta atractiva la instalación de módulos fotovoltaicos bifaciales frontales. No obstante, se confirman los beneficios de cada una de estas tendencias por separado, los módulos bifaciales con su mayor aprovechamiento de la radiación y los módulos flotantes con el efecto refrigerativo del agua. Adicionalmente, la simulación desarrollada puede ser utilizada para estudiar más a fondo estos sistemas. Se podría examinar el efecto del cambio de la elevación, la inclinación, la orientación y las condiciones ambientales, entre otras, en la generación eléctrica.

Por otra parte, la ejecución del proyecto permitió el desarrollo de nuevas habilidades. Desde la planeación de un proyecto para administrar de manera adecuada los recursos, especialmente el tiempo a el diseño de un experimento con todos los factores a considerar. Además, con un conocimiento previo casi nulo de CFD se logró una familiarización no solo con el software sino con los cálculos que ocurren detrás de este. Se adquirió conocimiento acerca de todos los pasos que conlleva el desarrollo de una simulación y cómo están todos relacionados. Un ejemplo de esto es que es necesario hacer simplificaciones a la geometría para poder generar una malla adecuada, lo cual es de gran importancia para alcanzar la convergencia de la solución.

4. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES

Los resultados de este proyecto de investigación permitieron identificar una ganancia bifacial de hasta el 30% en los sistemas fotovoltaicos bifaciales terrestres. Por otra parte, se evidenció un efecto positivo, pero no muy significativo ($<2\%$), de la refrigeración del agua en la generación de potencia de los sistemas fotovoltaicos flotantes. Sin embargo, la reflectancia del agua contrarresta y supera este efecto disminuyendo sustancialmente la radiación incidente en el módulo posterior de los sistemas bifaciales. Para las condiciones experimentales evaluadas no resulta atractiva la instalación de sistemas FV bifaciales flotantes. No obstante, se comprueba que los sistemas bifaciales en tierra sí pueden llegar a ser una alternativa interesante. Para definirlo habría que hacer un análisis costo-efectivo considerando la potencia generada en un año y los costos asociados a todo el montaje. Particularmente, el costo del terreno es un factor determinante al momento de comparar sistemas bifaciales y monofaciales.

En cuanto al experimento, se recomienda hacer un montaje tal que todas las variables puedan ser medidas de manera simultánea mediante un sistema de adquisición de datos y de manera controlada para evitar las variaciones en la radiación solar. En caso de no contar con la infraestructura para realizar pruebas bajo condiciones controladas, se recomienda planear el cronograma para que las mediciones coincidan con una época de baja nubosidad y lluvias que faciliten la realización de los experimentos bajo condiciones de radiación más estables. Adicionalmente, se recomienda realizar los experimentos con al menos 4 módulos FV en vez de dos. Así, se podrían realizar las mediciones para los sistemas bifaciales flotantes y terrestres al mismo tiempo. Esto solucionaría el problema de no conseguir experimentos con condiciones ambiente comparables y permitiría una comparación más acertada entre los sistemas terrestres y flotantes. Similarmente, comprar los módulos de mejor calidad habría evitado la necesidad de descartar tantos datos debido al comportamiento errático en la eficiencia.

Sería interesante conducir esta investigación en otros lugares para ver si los efectos se mantienen. Sitios con temperaturas de aire ambiente elevadas podrían verse mucho más beneficiados por el efecto refrigerativa del agua y cuerpos de agua con mayor albedo podrían no tener un impacto tan significativo en la radiación incidente posterior.

Es importante resaltar la importancia de la validación experimental de la simulación. Aunque un análisis teórico también puede ayudar a detectar errores en la simulación, en casos complejos con varios fenómenos actuando simultáneamente es difícil definir qué tiene sentido y qué no. Así, comparar los datos simulados con los resultados experimentales permite identificar qué efectos no están siendo considerados y qué valores deben ajustarse para lograr una aproximación más cercana a la realidad. Los resultados de la simulación estuvieron dentro de errores aceptables ($<10\%$) por lo que se podría hacer uso de esta para lograr una aproximación a los parámetros de instalación óptimos y estudiar si cambia el efecto de la refrigeración y reflectancia en la productividad de los sistemas FV.

REFERENCIAS

- Abotaleb, A., & Abdallah, A. (2018). Performance of bifacial-silicon heterojunction modules under desert environment. *Renewable Energy*, 127, 94–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.050>
- Acciona. (s.f.). ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. Retrieved September 25, 2019, from <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>
- Al-Baali, A. G. A. G., & Farid, M. M. (2006). Fundamentals Of Computational Fluid Dynamics. *Food Engineering Series*, (December 2015), 33–44. https://doi.org/10.1007/0-387-31129-7_4
- Allen, R. G., Pereira, L. S., Raes, D., & Smith, M. (1998). *Crop evapotranspiration - Guidelines for computing crop water requirements*. Retrieved from <http://www.fao.org/3/X0490E/x0490e00.htm#Contents>
- Ångström, A. (2014). The Albedo of Various Surfaces of Ground. *Geografiska Annaler*, 7(1925), 323. <https://doi.org/10.2307/519495>
- ANSYS. (s.f.). Solar Load Model. Retrieved from ANSYS FLUENT 12.0/12.1 Documentation website: <http://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/index.htm>
- Appelbaum, J. (2016). *Bifacial photovoltaic panels fi eld*. 85, 338–343. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.050>
- Bhaskaran, R. (2019). *A Hands-on Introduction to Engineering Simulations*. Retrieved from <https://courses.edx.org/courses/course-v1: CornellX+ENGR2000X+1T2018/course/>
- Boyle, G. (2004). *Power for a Sustainable Future* (2nd ed.). Oxford University Press.
- Camacho Parejo, M. (2013). *Trilema Energético Español*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Cazzaniga, R., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., & Tina, G. M. (2019). Integration of PV floating with hydroelectric power plants. *Heliyon*, 5(6), e01918. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01918>
- Çengel, Y. A. (2007). *Transferencia de Calor y Masa* (3rd ed.). <https://doi.org/10.1007/BF00129346>
- Coakley, J. A. (2003). Reflectance and Albedo, Surface. *Encyclopedia of Atmospheric Sciences*, 1914–1923. <https://doi.org/10.1016/b0-12-227090-8/00069-5>
- De Groot, K. M., & Van Aken, B. B. (2017). Near-field partial shading on rear side of bifacial modules. *Energy Procedia*, 124, 532–539. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.254>

- Departamento Nacional de Planeación, & IPSE. (2015). *Instalación y operación celdas fotovoltaicas zonas no interconectadas*. Retrieved from http://viva.org.co/PDT_para_la_Construccion_de_Paz/Proyectos_tipo_SGR-DNP/CELDA_FOTOVOLTAICA_25062015.pdf
- Dobos, E. (2015). *Albedo*. (September), 1–5. <https://doi.org/10.1081/E-ESS>
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., & Seshadri, B. (2013). Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review. *Energy Procedia*, 33, 311–321. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>
- Durán Lozano, A. (2019). *Apuntes sobre Dinámica de Fluidos Computacional*. 109. Retrieved from <https://torroja.dmt.upm.es/media/adrian/publications/notas.pdf>
- Elminshawy, N. A. S., El Ghandour, M., Gad, H. M., El-Damhogi, D. G., El-Nahhas, K., & Addas, M. F. (2019). The performance of a buried heat exchanger system for PV panel cooling under elevated air temperatures. *Geothermics*, 82(May), 7–15. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.05.012>
- ENF. (s.f.). TPB50-36-P. Retrieved October 28, 2019, from Directorio de productos website: <https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/35637>
- Guo, S., Walsh, T. M., & Peters, M. (2013). Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis. *Energy*, 61, 447–454. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.040>
- Hansen, C. W., Riley, D. M., Deline, C., Toor, F., & Stein, J. S. (2017). A Detailed Performance Model for Bifacial PV Modules. *Proceedings of the 33rd European PV Solar Energy Conference*, 3–8.
- Hersch, P., & Zweibel, K. (2008). *Basic Photovoltaic Principles and Methods*. (3).
- Idoko, L., Anaya-Lara, O., & McDonald, A. (2018). Enhancing PV modules efficiency and power output using multi-concept cooling technique. *Energy Reports*, 4, 357–369. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.05.004>
- Johnston, H. (2008). *Mechanisms of Heat Transfer*. Retrieved from <http://www.physics.usyd.edu.au/~helenj/Thermal/PDF/thermal4.pdf>
- Kim, S. M., Oh, M., & Park, H. D. (2019). Analysis and prioritization of the floating photovoltaic system potential for reservoirs in Korea. *Applied Sciences (Switzerland)*, 9(3). <https://doi.org/10.3390/app9030395>
- Kissel, T. E. (2012). *Introduction to solar principles*. Pearson Education.
- Kumar, N. M., Kanchikere, J., & Mallikarjun, P. (2018). Floatovoltaics: Towards improved energy efficiency, land and water management. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 9(7), 1089–1096.

- Langels, H., & Gannedahl, F. (2018). BiFacial PV Systems A technological and financial comparison between BiFacial and standard PV panels. *Affärsmöjligheter Med Smarta Elnät*. <https://doi.org/ISRN UTH-INGUTB-EX-KKI-2016/03-SE>
- Levenspiel, O. (2014). Engineering flow and heat exchange. In *International Journal of Heat and Fluid Flow* (3rd ed., Vol. 6). [https://doi.org/10.1016/0142-727x\(85\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0142-727x(85)90003-7)
- Liu, L., Wang, Q., Lin, H., Li, H., Sun, Q., & Wennersten, R. (2017). Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems. *Energy Procedia*, 105, 1136–1142. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.483>
- Lund University. (s.f.). *Penman formula*.
- Machniewicz, A., Knera, D., & Heim, D. (2015). Effect of transition temperature on efficiency of PV/PCM panels. *Energy Procedia*, 78, 1684–1689. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.257>
- Mehler, E. D., Zervas, P. L., Sarimveis, H., Palyvos, J. A., & Markatos, N. C. (2010). Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, 35(11), 2468–2475. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.006>
- Méndez, J. M., & Cuervo, R. (s.). *Energía Solar Fotovoltaica*.
- Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Territorial. (2010). *Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico*.
- North Carolina Climate Office. (2019). Albedo. Retrieved July 2, 2019, from <https://climate.ncsu.edu/edu/Albedo>
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*. 194. Retrieved from <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>
- PV Education. (2019). Solar Radiation at the Earth's Surface. Retrieved September 25, 2019, from <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-at-the-earths-surface>
- Ramezani, A., Stipcich, G., & Garcia, I. (2016). *Introduction to Computational Fluid Dynamics by the Finite Volume Method*. Retrieved from http://www.bcamath.org/documentos_public/courses/CFD_BCAM_April_2016.pdf
- Rauf, H., Gull, M. S., & Arshad, N. (2019). Integrating floating solar PV with hydroelectric power plant: Analysis of Ghazi barotha reservoir in Pakistan. *Energy Procedia*, 158, 816–821. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.214>
- Rodríguez-Gallegos, C. D., Bieri, M., Gandhi, O., Singh, J. P., Reindl, T., & Panda, S. K. (2018). Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective? *Solar Energy*, 176(August), 412–438. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.012>

- Rosa-Clot, M., Tina, G. M., & Nizetic, S. (2017). Floating photovoltaic plants and wastewater basins: An Australian project. *Energy Procedia*, 134, 664–674. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.585>
- Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 815–824. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>
- Sánchez, M. Á. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica* (1st ed.). Limusa.
- Santbergen, R., & van Zolingen, R. J. C. (2008). The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(4), 432–444. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2007.10.005>
- Scott, G. M. (1994). Computational fluid dynamics for the food industry. *Journal of Food Technology International Europe*, 49–51.
- Sen, Z. (2008). *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques*. Springer Science.
- Shoukry, I., Libal, J., Kopecek, R., Wefringhaus, E., & Werner, J. (2016a). Modelling of bifacial gain for stand-alone and in-field installed bifacial PV modules. *Energy Procedia*, 92, 600–608. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.025>
- Shoukry, I., Libal, J., Kopecek, R., Wefringhaus, E., & Werner, J. (2016b). Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. *Energy Procedia*, 92, 600–608. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.025>
- Silvério, N. M., Barros, R. M., Tiago Filho, G. L., Redón-Santafé, M., Santos, I. F. S. dos, & Valério, V. E. de M. (2018). Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. *Energy Conversion and Management*, 171(January), 339–349. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>
- Snyder, R. L., & Melo-Abreu, J. P. (2012). Mecanismos de transferencia de energía. In *Protección contra las heladas: fundamentos, práctica y economía* (pp. 45–71). Retrieved from <http://www.fao.org/docrep/012/y7223s/y7223s04.pdf>
- Sun, X., Khan, M. R., Deline, C., & Alam, M. A. (2018). Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Applied Energy*, 212(September 2017), 1601–1610. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041>
- UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- UPME, & Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Integración de la energías renovables no convencionales en Colombia*. Retrieved from https://www.iamericas.org/documents/Renewables_in_Colombia.pdf

- Vaca Ortiz, Y. E., & López Villareal, Y. K. (2018). *Estudio de complementariedad energética en la generación de energía eléctrica, bajo escenario del fenómeno climatológico del niño, en el territorio colombiano*.
- Versteeg, H. K., & Malalasekera, W. (2007). *An Introduction to Parallel Computational Fluid Dynamics* (Vol. 6). <https://doi.org/10.1109/mcc.1998.736434>
- Wang, S., Wilkie, O., Lam, J., Steeman, R., Zhang, W., Sing, K., ... Rostan, H. (2015). Bifacial photovoltaic systems energy yield modelling. *Energy Procedia*, 77, 428–433. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.060>
- World Energy Council. (2016). World Energy Resources 2016. *World Energy Council 2016*, 6–46. https://doi.org/http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf
- Zaidi, B. (2018). Introductory Chapter: Introduction to Photovoltaic Effect. *Solar Panels and Photovoltaic Materials*, (July). <https://doi.org/10.5772/intechopen.74389>
- Zhu, Q., Zhu, C., Liu, S., Shen, C., Zhao, W., Chen, Z., ... Lv, J. (2019). A model to evaluate the effect of shading objects on the energy yield gain of bifacial modules. *Solar Energy*, 179(June 2018), 24–29. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.006>

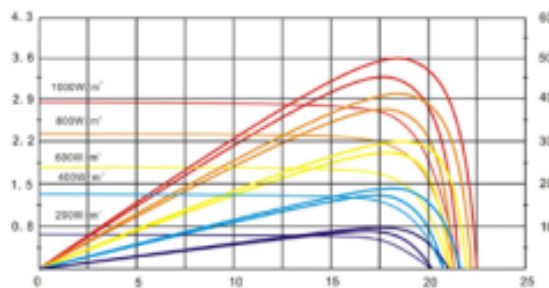
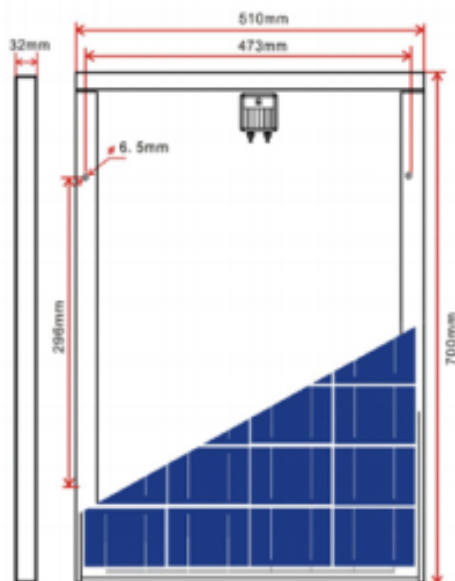
ANEXO 1. FICHA TÉCNICA DE MÓDULOS FV



MODULO POLICRISTALINO – TPB50-36-P – 50W

Características técnicas según condiciones estándar de prueba

Potencia máxima (PMax)	50W
Tolerancia de potencia	0 - +5W
Tensión en el punto Maximo (Vmp)	18.2V
Corriente de máxima potencia (Imp)	2.75A
Tensión de circuito abierto (Voc)	22.5V
Corriente de corto circuito (Isc)	2.98A
Eficiencia del modulo	13.8%



Clasificación

Tensión máxima del sistema	600 VDC
Clase de aplicación	Tipo A
Valor Máximo recomendado de los fusibles	3A
Temperatura de funcionamiento	85% Rh, -40°C
Máxima carga de nieve	5400 Pa
Carga máxima de viento	2400 Pa
Impacto máximo del granizo	25mm

ANEXO 2. DATOS DE LA EXPERIMENTACIÓN

Caso			Frontal			Posterior			Viento	Rad.	T. Aire	T. Agua	RH
			V	I	T	V	I	T					
27-sep	Bifacial - Pasto	0.6m (15º)	10,5	0,45	31,3	2,5	0,12	25,6	4,3	750,0			
			20,0	0,85	37,2	9,4	0,44	28,5	3,8	1115,0			
			19,9	0,84	34,7	3,3	0,16	27,2	3,2	741,7			
			19,9	0,83	34,5	10,9	0,51	28,5	2,1	1243,0			
			17,9	0,75	33,0	6,6	0,32	27,3	3,8	1180,0			
			15,2	0,63	30,0	2,7	0,15	26,0	3,0	240,0			
			12,3	0,45	28,2	2,2	0,10	24,0	3,0	182,0			
			20,4	0,85	27,0	10,6	0,50	26,4	0,0	1212,0			
			19,5	0,81	30,0	9,9	0,46	24,7	2,2	1126,0			
			19,8	0,82	33,3	9,4	0,44	25,0	6,0	1106,0			
			19,8	0,83	34,7	10,2	0,48	27,0	4,0	1130,0			
			15,3	0,64	30,5	2,7	0,12	26,0	1,7	239,0			
			16,5	0,70	32,5	2,5	0,11	27,1	3,2	245,0			
			19,5	0,83	28,1	3,6	0,15	25,1	2,0	260,0			
			16,7	0,71	27,4	3,1	0,14	24,7	1,5	285,0			
30-sep	Bifacial - Pasto	0.6m (15º)	12,3	0,58	26,2	2,7	0,12	24,3	1,0	1598,0	20,1		
			9,3	0,44	24,8	2,0	0,09	22,0	3,0	1191,0	22,5		58,2
			7,4	0,35	23,5	1,6	0,07	21,8	3,0	937,0	21,1		60,2
			5,9	0,28	24,4	1,2	0,05	20,7	2,5	742,0	20,3		
			4,7	0,22	20,3	1,0	0,04	20,2	1,6	598,0	19,4		66,1
			4,0	0,19	21,5	0,8	0,03	18,9	1,0	514,0	18,7		65,8
			3,9	0,18	20,4	0,8	0,03	18,3	1,2	475,0	18,2		67,7
			4,2	0,20	20,0	0,8	0,03	17,4	1,7	574,0	17,9		68,0
			4,5	0,21	20,9	0,9	0,03	17,5	1,6	593,0	17,5		68,8
			4,2	0,20	17,6	0,8	0,03	17,2	1,4	543,0	17,8		71,6
			4,0	0,19	16,4	0,8	0,03	16,4	1,1	503,0	16,9		71,1
			4,0	0,19	18,3	0,7	0,03	16,2	1,1	511,0	16,7		72,0
			3,9	0,18	15,0	0,7	0,03	16,0	1,5	488,0	16,3		73,2
			3,9	0,18	15,5	0,7	0,03	15,6	3,3	511,0	16,3		73,2
			3,8	0,18	15,5	0,7	0,03	15,9	1,4	503,0	16,1		74,5
01-oct	Bifacial -	0.6m	18,5	0,95	46,2	12,0	0,55	35,2	1,4	1090,0	19,3		43,8
			18,3	0,94	48,8	12,0	0,55	35,7	0,0	1055,0	20,7		45,2
			18,2	0,94	48,0	12,0	0,55	37,6	0,0	1053,0	22,6		48,1

02-oct	23-oct	Bifacial - Pasto	0.6m (15°)	18,0	0,93	49,0	11,9	0,55	37,3	1,8	1050,0	22,4		47,4
				18,0	0,93	48,5	10,3	0,48	37,5	0,0	1041,0	24,3		44,9
				17,8	0,92	50,0	10,7	0,49	38,0	0,0	940,2	25,1		40,0
				17,1	0,88	48,0	6,7	0,31	37,8	0,0	601,5	23,6		39,2
				17,2	0,89	44,7	6,0	0,27	36,0	1,6	600,0	22,4		42,2
				16,7	0,86	42,9	4,8	0,22	35,4	0,0	447,5	20,4		43,4
				17,8	0,92	43,8	7,0	0,32	35,7	0,0	718,1	20,6		46,6
				18,5	0,95	43,5	10,1	0,46	35,2	0,3	1097,0	20,5		42,8
				18,5	0,95	41,0	10,5	0,48	35,0	0,0	1084,0	21,4		52,4
				18,1	0,93	41,0	9,0	0,40	35,5	1,4	868,5	21,4		45,8
				18,0	0,93	40,0	7,7	0,36	33,9	0,7	396,3	20,6		44,0
				8,2	0,93	38,5	2,1	0,09	31,8	1,2	140,9	19,5		50,0
	23-oct	Bifacial - Pasto	0.6m (15°)	16,8	1,34	26,7	5,1	0,26	24,6	0,7	470,8	21,7		56,3
				15,0	1,20	27,4	4,2	0,22	23,9	1,2	377,1	21,6		55,1
				14,7	1,17	27,3	4,1	0,22	23,6	1,6	375,0	21,5		55,5
				13,5	1,11	26,8	3,4	0,18	23,3	0,0	344,8	21,4		56,9
				13,6	1,09	27,7	3,3	0,17	24,3	0,0	333,8	21,1		56,9
				13,4	1,07	26,7	3,4	0,17	23,3	0,0	330,7	21,2		55,6
				13,5	1,07	26,5	3,2	0,17	22,9	0,0	330,7	21,9		55,6
				13,4	1,07	27,0	3,2	0,17	24,3	0,0	337,7	21,9		54,4
				12,5	1,07	26,9	3,2	0,17	24,9	0,0	312,5	21,5		55,6
				11,7	0,94	27,0	3,4	0,17	24,8	0,0	297,1	22,0		56,7
				11,5	0,93	26,5	3,0	0,15	25,4	0,0	288,9	22,2		55,7
				11,1	0,89	26,1	3,1	0,16	24,5	0,0	274,0	21,6		55,4
				10,2	0,82	26,0	2,9	0,15	23,8	0,0	249,6	21,7		58,2
				9,5	0,78	26,3	2,7	0,14	24,1	0,0	238,0	21,2		62,5
				8,8	0,71	26,6	2,5	0,13	23,9	0,0	215,2	20,9		64,9
	02-oct	Bifacial - Agua	0.6m (15°)	18,8	0,93	28,3	2,4	0,12	22,9	1,6	713,5	17,7	21,5	45,9
				19,3	0,96	32,2	2,7	0,14	22,8	0,7	703,1	18,0	21,5	45,4
				19,3	0,95	33,2	2,8	0,14	21,3	0,9	760,8	19,3	21,3	43,9
				19,1	0,95	30,3	2,8	0,14	20,7	1,5	794,4	20,2	21,4	41,8
				19,1	0,94	35,4	2,8	0,14	21,1	1,0	799,2	20,4	21,6	40,6
				18,8	0,93	36,4	2,7	0,14	21,7	0,0	720,4	19,8	21,5	41,6
				19,0	0,48	35,8	2,7	0,14	21,5	1,0	741,7	18,7	21,5	41,8
				18,9	0,94	37,5	2,8	0,14	21,0	3,0	765,3	17,4	21,4	40,2
				19,2	0,19	35,0	2,8	0,14	23,0	0,9	777,5	17,1	21,4	43,0
				19,2	0,20	34,7	2,9	0,15	22,5	0,5	781,2	17,6	21,5	42,5
				19,2	0,20	35,0	3,0	0,15	22,4	0,0	800,7	17,9	21,3	45,1

22-oct	Bifacial -	0.6m (15°)	15,6	1,25	24,0	1,5	0,07	23,0	0,4	393,7	20,5	21,2	60,0
			15,7	1,26	24,3	1,5	0,07	22,2	0,2	355,2	20,9	21,2	57,8
			15,7	1,26	24,0	1,5	0,07	21,8	0,0	398,4	20,2	21,2	59,2
			16,0	1,28	24,0	1,6	0,07	22,1	1,2	411,0	20,8	21,4	59,2
	Bifacial - Agua	0.6m (15°)	8,6	0,69	17,0	1,1	0,06	16,3	1,6	174,2	16,2	19,4	71,2
			9,3	0,75	16,5	1,2	0,07	16,0	1,4	193,7	18,0	19,4	72,2
			10,7	0,81	17,4	1,3	0,07	16,3	2,0	208,9	17,8	19,5	72,9
			10,8	0,87	16,2	1,3	0,07	16,0	2,1	225,1	17,5	19,5	72,2
			11,6	0,93	16,9	1,4	0,08	15,6	2,6	248,0	17,6	19,8	72,1
			12,2	0,98	18,1	1,4	0,08	16,2	1,4	255,9	17,6	19,8	72,3
			12,8	1,01	18,2	1,5	0,08	16,3	2,5	274,2	17,7	19,8	72,5
			13,3	1,05	18,0	1,5	0,08	16,6	1,0	290,5	17,7	19,9	70,8
			12,9	1,02	17,9	1,5	0,08	16,2	1,1	283,4	17,9	19,9	70,2
			12,6	1,00	18,5	1,5	0,08	15,3	1,7	270,3	18,0	19,8	69,2
			11,6	0,92	19,2	1,3	0,07	16,2	1,1	241,9	17,9	19,7	69,3
			10,1	0,80	19,9	1,2	0,07	17,0	1,2	227,8	17,9	19,5	69,5
			8,3	0,66	18,5	1,1	0,06	16,3	2,0	174,2	18,0	19,4	69,9
			6,8	0,54	19,3	0,9	0,05	16,7	1,0	130,1	17,8	19,3	70,9
			6,0	0,48	19,8	0,8	0,05	16,7	0,7	132,2	17,6	19,4	71,8
	Bifacial - Agua	0.6m (15°)	18,3	0,75	23,9	1,8	0,09	20,0	0,0	351,7	19,7	20,9	59,5
			18,0	0,74	24,8	1,7	0,08	20,0	0,0	327,0	19,8	20,8	60,1
			17,6	0,72	23,4	1,7	0,08	20,3	0,3	280,3	20,1	20,7	59,3
			17,9	0,73	26,0	1,9	0,09	20,9	0,0	312,8	20,6	20,5	59,0
			18,0	0,73	25,4	1,9	0,09	21,5	0,0	324,6	20,4	20,6	58,5
			18,3	0,74	25,3	2,0	0,10	21,5	0,0	355,1	21,0	20,4	57,6
			18,4	0,75	25,2	2,0	0,10	21,5	0,0	367,7	20,8	20,5	57,8
			18,7	0,76	26,5	2,1	0,10	21,6	0,0	398,7	20,9	20,4	57,1
			18,9	0,77	26,9	2,2	0,11	21,8	0,0	422,7	20,5	20,3	57,0
			18,9	0,77	26,9	2,3	0,11	21,5	1,1	420,6	20,4	20,4	56,4
			18,9	0,77	27,1	2,3	0,11	21,9	1,4	423,8	20,8	20,4	55,7
			19,1	0,78	27,0	2,4	0,12	21,0	0,5	446,7	20,8	20,4	56,9
			19,1	0,78	26,8	2,4	0,12	22,0	0,7	444,4	20,8	20,4	55,7
			19,1	0,78	28,0	2,4	0,12	22,4	0,8	445,6	20,5	20,5	58,3
			19,1	0,78	25,9	2,4	0,12	22,3	0,0	443,8	20,2	20,5	60,0
	Bifacial - Agua	0.6m (15°)	18,9	0,15	33,5	2,6	0,13	21,5	0,1	661,4	15,9	21,6	47,8
			19,0	0,16	33,5	2,8	0,14	21,5	3,3	739,3	16,2	21,5	46,5
			19,1	0,17	33,6	2,8	0,14	21,7	2,5	764,5	16,7	21,4	44,7
			19,0	0,29	35,0	2,9	0,14	22,5	2,1	771,6	17,5	21,3	42,6
03-oct	Bifacial - Agua	0.6m (15°)	18,9	0,15	33,5	2,6	0,13	21,5	0,1	661,4	15,9	21,6	47,8
			19,0	0,16	33,5	2,8	0,14	21,5	3,3	739,3	16,2	21,5	46,5
			19,1	0,17	33,6	2,8	0,14	21,7	2,5	764,5	16,7	21,4	44,7
			19,0	0,29	35,0	2,9	0,14	22,5	2,1	771,6	17,5	21,3	42,6

			16,1	1,29	23,7	1,6	0,08	22,2	1,2	410,2	21,1	21,4	57,0
			16,3	1,30	23,9	1,6	0,08	21,3	0,0	428,3	21,0	21,4	56,3
			16,5	1,31	24,0	1,6	0,08	21,4	0,0	441,2	21,0	21,4	57,2
			16,2	1,29	25,1	1,6	0,08	21,1	0,0	421,2	21,2	21,4	57,2
			16,2	1,29	24,3	1,6	0,08	21,7	0,6	422,0	21,1	21,4	58,9
			16,0	1,28	24,7	1,6	0,07	21,2	2,1	406,5	21,2	21,3	56,3
			16,0	1,28	23,8	1,6	0,08	21,6	0,4	403,5	21,7	21,3	59,0
			16,0	1,28	24,0	1,6	0,07	21,4	1,8	404,5	21,4	21,3	56,6
			15,9	1,27	23,4	1,6	0,08	20,9	1,4	393,9	21,2	21,2	
			15,7	1,25	23,0	1,5	0,07	20,8	0,0	387,4	21,1	21,2	58,6
			15,6	1,24	23,2	1,5	0,07	20,5	0,4	385,8	21,0	21,2	59,9
04-oct	Bifacial - Agua	0.3m (15º)	19,0	0,83	35,7	2,8	0,12	26,8	0,0	1075,0	26,7	20,8	31,7
			18,9	0,82	36,8	2,8	0,12	25,4	2,0	1093,0	24,4	20,8	32,3
			18,8	0,81	37,8	2,8	0,12	26,2	0,0	1082,0	22,7	21,0	33,8
			18,7	0,81	39,8	2,8	0,11	26,0	0,9	1086,0	23,2	20,8	35,1
			13,4	0,58	37,7	1,1	0,02	25,8	1,5	227,5	20,9	20,8	37,4
			19,0	0,83	34,8	2,5	0,12	25,8	1,6	1061,0	20,6	21,0	40,6
			18,8	0,82	35,8	2,5	0,12	25,1	1,2	969,5	18,0	20,9	39,1
			18,7	0,81	34,8	2,5	0,11	24,2	0,1	959,8	18,3	20,8	41,9
			18,7	0,81	34,3	2,5	0,11	23,8	0,8	899,4	17,8	20,7	41,2
			18,7	0,81	35,2	2,6	0,11	24,2	1,3	890,5	17,4	20,8	41,1
			18,7	0,81	35,6	2,7	0,12	24,5	0,2	923,0	17,6	20,9	40,4
			17,6	0,77	34,0	1,9	0,09	23,6	0,9	434,1	22,2	20,9	40,3
			18,9	0,82	34,6	2,8	0,13	23,6	0,7	1040,0	16,7	20,9	39,7
			14,7	0,64	31,8	1,5	0,07	23,8	0,0	978,7	17,8	21,0	41,9
			19,0	0,83	31,6	2,9	0,13	23,2	1,8	938,2	16,5	20,9	42,7
21-oct	Bifacial - Agua	0.3m (15º)	4,7	0,37	20,6	0,6	0,03	19,6	0,0	110,4	20,2	19,8	67,9
			6,0	0,48	20,1	0,7	0,04	19,0	0,0	141,9	19,7	19,8	67,7
			8,0	0,64	20,4	0,8	0,04	19,4	0,0	180,1	20,2	19,9	66,9
			10,0	0,80	20,0	0,9	0,05	18,3	0,0	239,3	20,0	19,8	66,4
			11,6	0,92	22,4	1,0	0,06	20,5	0,0	277,1	20,7	19,9	65,9
			15,6	1,22	23,7	1,2	0,07	19,4	0,0	387,4	20,7	19,8	65,8
			16,7	1,30	28,6	1,4	0,08	23,5	0,0	478,7	21,3	19,7	66,2
			18,9	1,67	30,9	2,3	0,12	25,0	0,0	1382,0	22,4	19,4	68,2
			17,6	1,55	30,3	1,6	0,09	22,7	0,0	817,5	22,6	19,3	60,6
			8,2	0,65	29,0	0,9	0,05	22,6	0,0	204,7	22,9	19,4	58,4
			6,5	0,52	27,5	0,8	0,05	19,7	0,0	142,7	22,4	19,4	59,9
			5,7	0,42	26,5	0,7	0,04	21,7	0,0	122,8	21,7	19,4	60,6

			5,4	0,44	25,7	0,7	0,04	20,0	0,0	122,3	20,9	19,5	63,2
			5,0	0,40	25,5	0,7	0,04	21,1	0,0	113,6	21,0	19,5	64,1
			5,1	0,41	25,5	0,7	0,04	21,2	0,0	115,2	20,9	19,5	64,2
07-oct	Bifacial - Agua	0.3m (15°)	18,8	0,77	39,0	2,5	0,11	26,6	1,4	1110,0	16,8	21,2	43,5
			18,6	0,76	39,4	2,5	0,11	27,2	0,5	1088,0	19,7	21,2	43,8
			18,5	0,75	40,5	2,5	0,11	26,8	2,5	1094,0	20,4	21,3	44,0
			18,3	0,75	40,4	2,6	0,12	26,8	1,6	1110,0	19,9	21,2	45,0
			18,2	0,74	40,0	2,6	0,12	26,9	2,2	1093,0	20,2	21,2	43,3
			18,4	0,75	41,3	2,5	0,11	25,1	0,0	1076,0	20,4	21,2	42,0
			18,3	0,75	39,9	2,5	0,11	25,4	3,2	1061,0	21,1	21,3	43,4
			18,6	0,76	38,3	2,4	0,11	25,5	2,0	1058,0	20,2	21,3	45,9
			18,7	0,76	38,5	2,5	0,11	25,5	1,2	1045,0	19,3	21,3	43,5
			18,6	0,76	38,5	2,6	0,12	25,5	0,0	1059,0	19,3	21,3	44,6
			18,5	0,76	39,2	2,9	0,11	25,5	0,7	1067,0	19,5	21,2	43,9
			18,6	0,76	40,9	2,5	0,11	25,4	0,8	1078,0	20,3	21,2	41,7
			18,5	0,76	40,6	2,5	0,11	25,5	0,4	1087,0	21,3	21,2	41,4
			18,5	0,75	40,2	2,7	0,12	25,2	2,0	1099,0	21,5	21,2	42,0
			18,4	0,75	41,2	2,8	0,12	25,3	1,0	1096,0	22,5	21,3	40,4
08-oct	Monofacial	0.2m (5°)	Agua			Pasto			Viento	Rad.	T. Aire	T. Agua	RH
			V	I	T	V	I	T					
			17,0	0,69	19,7	16,5	0,76	22,0	2,1	244,8	22,4	21,2	54,4
			17,1	0,70	24,0	16,6	0,76	25,5	0,0	247,2	21,4	21,4	54,6
			17,0	0,71	23,4	16,9	0,78	25,3	1,5	256,6	21,3	21,4	55,9
			17,2	0,70	22,6	16,5	0,76	23,3	0,0	248,8	21,3	21,5	55,1
			15,9	0,65	21,8	15,5	0,71	22,6	1,9	227,3	20,6	21,5	56,9
			16,3	0,67	20,5	15,9	0,73	21,5	1,7	239,6	20,5	21,5	52,9
			16,0	0,65	19,4	15,7	0,72	20,4	1,3	213,3	20,1	21,6	57,8
			15,6	0,64	19,5	15,2	0,7	18,6	0,0	229,1	19,9	21,6	56,9
			15,7	0,64	18,7	15,4	0,71	19,5	0,6	229,1	20,0	21,6	59,3
			17,1	0,70	17,0	16,4	0,75	18,4	1,5	248,8	19,7	21,6	62,0
			17,7	0,72	16,7	17,2	0,75	18,3	1,3	271,6	19,5	21,5	60,3
			18,1	0,74	17,3	17,9	0,78	18,3	1,0	300,0	19,9	21,6	61,0
			18,3	0,74	10,9	18,1	0,79	13,0	0,8	323,6	20,4	21,5	61,6
			18,7	0,76	12,0	18,4	0,83	12,9	1,9	371,1	20,8	21,4	58,8
			19,0	0,77	12,0	18,8	0,85	14,0	2,0	402,3	20,5	21,5	59,0
15-oct	Monofaci	0.2m (5°)	19,9	0,80	30,1	19,1	0,9	32,9	1,7	1088,0	18,5	21,1	47,9
			13,4	0,53	32,2	12,7	0,59	35,2	2,3	173,2	19,5	21,2	45,6
			20,0	0,81	26,1	19,1	0,9	28,0	2,8	1113,0	18,0	21,3	45,5

09-oct			19,9	0,81	27,1	19,0	0,89	27,8	1,2	1124,0	19,2	21,3	44,9
			20,0	0,81	25,9	19,2	0,9	28,1	0,4	1150,0	19,7	21,3	46,1
			17,5	0,70	26,3	17,0	0,8	29,5	1,3	246,4	20,2	21,2	46,2
			20,1	0,81	28,1	19,3	0,91	34,0	1,0	1125,0	18,3	21,3	47,1
			19,9	0,81	26,2	19,2	0,9	30,3	2,0	1125,0	18,7	21,3	45,0
			19,9	0,80	28,1	19,1	0,9	31,7	0,5	1068,0	19,4	21,2	44,1
			19,9	0,80	26,2	19,1	0,9	33,3	2,8	1035,0	21,0	21,2	43,5
			19,9	0,81	28,6	19,1	0,89	34,7	1,5	1078,0	20,8	21,2	42,9
			19,8	0,80	30,0	19,0	0,89	38,4	1,2	1047,0	21,4	21,2	42,9
			19,6	0,79	37,0	18,9	0,88	42,4	0,8	1038,0	21,8	21,2	41,7
			19,6	0,79	34,9	18,9	0,89	42,9	1,2	1094,0	23,2	21,2	41,3
			19,7	0,80	28,3	18,9	0,89	36,1	3,8	1053,0	22,5	21,2	41,4
	Monofacial	0.2m (5°)	17,1	0,69	21,0	15,8	0,74	24,5	3,6	190,8	19,3	21,4	53,0
			20,6	0,83	21,0	20,1	0,94	27,0	2,1	1298,0	18,7	21,3	52,3
			18,1	0,73	21,5	17,1	0,81	27,5	0,5	335,6	18,7	21,3	52,5
			17,4	0,71	21,5	16,2	0,76	27,0	0,0	276,3	19,5	21,7	52,9
			16,3	0,66	18,3	15,3	0,72	20,4	0,0	245,1	18,9	21,9	52,3
			18,4	0,75	16,5	17,4	0,82	18,0	0,6	342,5	18,4	21,9	52,5
			20,5	0,83	22,0	20,0	0,94	23,0	0,0	1317,0	18,2	22,1	53,0
			18,4	0,74	23,6	18,1	0,85	23,6	2,0	366,9	19,0	22,1	48,1
			16,8	0,68	19,0	15,4	0,72	21,0	2,0	255,1	19,4	21,9	49,8
			19,5	0,79	17,1	18,3	0,86	24,5	1,7	505,5	19,0	22,0	51,0
			18,1	0,73	19,3	16,9	0,79	27,0	0,0	319,9	18,2	21,9	53,8
			18,7	0,76	25,3	18,0	0,84	28,8	0,0	442,5	19,6	22,0	49,3
			19,6	0,79	26,4	19,0	0,89	30,0	3,0	560,3	20,1	22,0	49,0
			20,3	0,82	24,0	19,8	0,93	37,5	0,0	1204,0	20,2	21,9	49,4
			17,4	0,71	23,0	16,1	0,76	24,9	0,0	270,3	20,4	21,9	48,9